

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Школа ИШПР

Направление подготовки 21.4.01 Нефтегазовое дело

Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
Потенциал применения многозабойных скважин в условиях низкопроницаемых карбонатных пластов восточной Сибири на примере нефтегазоконденсатного месторождения Непско-Ботуобинской антеклизы

УДК 622.24.085.24:622.323(571.5)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ61	Васильев Антон Сергеевич		17.08.2018

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Белозеров В.Б.	д.г.г.-м.н.		17.08.2018

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Белозеров В.Б.	д.г.г.-м.н.		17.08.2018

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ведущий эксперт ЦППС НД ТПУ	Меркулов В.П.	к.г.г.-м.н.		17.08.2018

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ведущий эксперт ЦППС НД ТПУ	Чернова О.С	к.г.г.-м.н.		17.08.2018

Томск – 2018 г.

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Школа ИШПР

Направление подготовки (специальность) Нефтегазовое дело

Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:

Руководитель ООП

(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Магистерской диссертации
(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
2ТМ61	Васильеву Антону Сергеевичу

Тема работы:

Утверждена приказом директора (дата, номер)	08.08.2018 №7260/с
---	--------------------

Срок сдачи студентом выполненной работы:	17.08.2018
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	<ol style="list-style-type: none"> 1. Результаты интерпретации ГИС 2. Результаты интерпретации сейсмических исследований 3. Результаты интерпретации ГДИС 4. Результаты опробования скважин 5. Данные о составе и свойствах пластового флюида 6. Результаты лабораторных исследований керна 7. Фильтрационная модель
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	<ol style="list-style-type: none"> 1. Анализ литературных источников 2. Анализ применимости многозабойных скважин на месторождении А 3. Анализ достоинств и недостатков многозабойных скважин 4. Применение аналитических и числовых методов для расчёта продуктивности многозабойных скважин 5. Оценка экономической эффективности и рисков
Перечень графического материала	<ol style="list-style-type: none"> 1. Обзорная карта работ 2. Фрагмент тектонической карты 3. Структурная карта по отражающему горизонту 4. Литолого-фациальная схема формирования пласта 5. Куб литологии месторождения

	6. Куб пористости месторождения 7. Куб проницаемости месторождения 8. Зависимость водонасыщенности от уровня над ЗСВ и коллекторских свойств 9. Куб водонасыщенности месторождения 10. Распределение начальной нефтенасыщенности в трехмерной гидродинамической модели 11. Ремасштабированные зависимости относительных фазовых проницаемостей 12. Зависимости относительных фазовых проницаемостей для системы нефть/вода 13. Зависимости относительных фазовых проницаемостей для системы нефть/газ 14. График капиллярного давления в системе вода/нефть 15. Продуктивность многозабойных скважин от времени 16. ЧДД от количества стволов 17. Секторная модель 18. Время прорыва газа от удаленности от ГНК 19. ЧДД от длины ствола 20. Время прорыва от депрессии 21. ЧДД прорыва от депрессии 22. Дерево решений 23. Основные требования к рабочему месту
--	--

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент	Белозеров В.Б.
Социальная ответственность	Меркулов В.П.
Иностранный язык	Максютин К.Ю.

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	10.07.2018
--	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Белозеров В.Б.	д.г.г.-м.н.		10.07.2018

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ61	Васильев А.С		10.07.2018

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСООБЪЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО
2ТМ61	Васильеву Антону Сергеевичу

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	21.04.01 Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Оценка затрат на разработку нефтяного месторождения «А» в соответствии с объемными технологическими показателями вариантов разработки
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	РД 153-39-007-96
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	1. Налоговый кодекс Российской Федерации 2. ФЗ №212 от 24.07.2009 в ред. от 19.12.2016

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ	Обоснование перспективности разработки месторождения «А» по различным вариантам
2. Разработка устава научно-технического проекта	Составление геолого-технологических мероприятий различных вариантов разработки месторождения «А»
3. Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок	Расчет капитальных и текущих затрат
4. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности	Технико-экономическое обоснование вариантов разработки и выбор оптимального

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

- Структура капитальных вложений
- Интегральный показатель оптимальности
- Основные показатели экономической эффективности вариантов за 10 лет разработки

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	10.07.2018
--	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Белозеров В.Б.	д.г.-м.н.		10.07.2018

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ61	Васильев А.С.		10.07.2018

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2ТМ61	Васильеву Антону Сергеевичу

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	21.04.01 Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования) на предмет возникновения:	Вся работа выполнялась в помещении с компьютерами с шириной 8 м, длиной 25 м. и высотой потолков 2,5 м.
2. Перечень законодательных и нормативных документов по теме:	ГОСТ Р ИСО 26000-2012
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности:	1. Отклонение показателей микроклимата в помещении 2. Недостаточная освещенность рабочей зоны 3. Психофизиологические факторы
2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности:	1. Электробезопасность
3. Охрана окружающей среды:	1. Анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы) 2. Анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы) 3. Анализ воздействия объекта на земельные ресурсы, флору и фауну
4. Защита в чрезвычайных ситуациях:	В данном разделе рассматривается наиболее вероятная чрезвычайная ситуация
5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:	В данном разделе учитываются необходимые нормы и требования законов Российской Федерации
Перечень графического материала:	
При необходимости представить эскизные графические материалы к расчётному заданию (обязательно для специалистов и магистров)	1. Основные требования к рабочему месту

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	10.07.2018
--	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ведущий эксперт ЦППС НД ТПУ	Меркулов В.П.	к.г.-м.н.		10.07.2018

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ61	Васильев А.С.		10.07.2018

Министерство образования и науки Российской Федерации

федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Школа ИШПР

Направление подготовки (специальность) Нефтегазовое дело

Уровень образования Магистратура

Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела

Период выполнения Весенний семестр 2018 учебного года

Форма представления работы:

Магистерской диссертации
(бакалаврская работа, дипломный проект/работа, магистерская диссертация)

**КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы**

Срок сдачи студентом выполненной работы:	17.08.2018
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
15.02.2018	Общие сведения и геолого-физическая характеристика месторождения	10
15.03.2018	Оценка перспектив применения многозабойных скважин	25
01.04.2018	Аналитические и числовые расчеты	25
30.04.2018	Оценка рисков	25
05.05.2018	Финансовый менеджмент	5
10.05.2018	Социальная ответственность	5
15.05.2018	Приложение на иностранном языке	5

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Белозеров В.Б.	д.г.н.-м.н.		10.07.2018

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ведущий эксперт ЦППС НД ТПУ	Чернова О.С.	к.г.н.-м.н.		10.07.2018

**ЗАПЛАНИРОВАННЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП
21.04.01 «Нефтегазовое дело»**

№	Результаты обучения
1	2
P1	Применять естественнонаучные, математические, гуманитарные, экономические, инженерные, технические и глубокие профессиональные знания в области современных нефтегазовых технологий для решения прикладных междисциплинарных задач и инженерных проблем.
P2	Планировать и проводить аналитические и экспериментальные исследования с использованием новейших достижений науки и техники, уметь критически оценивать результаты и делать выводы, полученные в сложных и неопределённых условиях; использовать принципы изобретательства, правовые основы в области интеллектуальной собственности
P3	Проявлять профессиональную осведомленность о передовых знаниях и открытиях в области нефтегазовых технологий с учетом передового отечественного и зарубежного опыта; использовать инновационный подход при разработке новых идей и методов проектирования объектов нефтегазового комплекса для решения инженерных задач развития нефтегазовых технологий, модернизации и усовершенствования нефтегазового производства
P4	Выбирать оптимальные решения в многофакторных ситуациях, владеть методами и средствами технического моделирования производственных процессов и объектов нефтегазовой отрасли; управлять технологическими процессами, обслуживать оборудование, использовать любой имеющийся арсенал технических средств, обеспечивать высокую эффективность при разработке нефтегазовых объектов
P5	Самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности; активно владеть иностранным языком на уровне, позволяющем работать в интернациональной среде, разрабатывать документацию и защищать результаты инженерной деятельности
P6	Работать эффективно в качестве члена и руководителя команды, умение формировать задания и оперативные планы всех видов деятельности, распределять обязанности членов команды, нести ответственность за результаты работы; координировать работу групп по извлечению и совершенствованию добычи нефти, газа и газового конденсата, передавать знания через наставничество и консультирование
P7	Внедрять, эксплуатировать и обслуживать современные машины и механизмы для реализации техно-логических процессов нефтегазовой области, обеспечивать их высокую эффективность, соблюдать правила охраны здоровья и безопасности труда, выполнять требования по защите окружающей среды
P8	Проявлять профессиональную осведомленность о передовом отечественном и зарубежном опыте в моделировании динамически вязких сред и низкопроницаемых коллекторов
P9	Предлагать процедуры оценки эффективности промысловых работ и оптимизации работы оборудования при добыче нефти, газа и газового конденсата, обеспечение энергоэффективности технологических процессов
P10	Обеспечивать внедрение новых методов, материалов и нефтегазового оборудования в осложненных условиях эксплуатации нефтяных и газовых скважин, прогнозировать режимы безопасной работы нефтегазового оборудования по динамическим, локальным и осредненным параметрам
P11	Контролировать выполнение требований регламентов для обеспечения добычи нефти, газа и газового конденсата и повышение интенсификации притока скважинной продукции
P12	Совершенствовать, разрабатывать мероприятия и/или подготавливать бизнес-предложения по технологическому процессу и технологическим мероприятиям при добыче нефти, газа и газового конденсата на основе производственного менеджмента и планирования работ в сфере нефтегазодобычи
P13	Корректировать программы работ по добыче нефти, газа и газового конденсата, выбирать и принимать решения в нестандартных ситуациях, опираясь на государственные стандарты в области нефтегазодобычи

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа состоит из 143 страниц, 39 рисунков, 23 таблицы, 28 источников и 3 приложения.

Ключевые слова: МНОГОЗАБОЙНЫЕ СКВАЖИНЫ, КАРБОНАТНЫЙ ПЛАСТ, АНАЛИТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ, ЧИСЛОВЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ, ГИДРОДИНАМИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ, ОЦЕНКА РИСКОВ.

Объектом исследования является Осинский горизонт XXX-го нефтегазоконденсатного месторождения Восточной Сибири.

Цель работы – оценить потенциал применения многозабойных скважин на карбонатном пласте Восточной Сибири.

Были оценены условия применимости многозабойных скважин на карбонатном пласте, оценены достоинства и недостатки. Кроме того были предложены и опробованы аналитические методы для оперативной оценки параметров разработки. Так же используя численные модели, были смоделированы различные технологические варианты с целью оптимизации применения многозабойных скважин. Кроме того была оценена экономическая эффективность применения многозабойных скважин по сравнению с базовым вариантом и оценены риски.

Область применения: оптимизация разработки низкопроницаемых карбонатных пластов.

Экономическая эффективность/значимость работы связана с экономической оценкой вариантов разработки для создания минимальных рисков при их реализации.

В будущем планируется оптимизировать рекомендуемый вариант разработки в связи с получением новых входных данных с месторождения.

Определения

В данной работе применены следующие термины с соответствующими определениями:

Геологическая модель – это представление продуктивных пластов и вмещающей их геологической среды в виде набора цифровых карт (двухмерных сеток) или трехмерной сетки ячеек;

Гидродинамическая модель – это такая модель, которая воспроизводит элементы и особенности реальной пластовой системы или которая имеет сходство в поведении, но достаточно проста, чтобы ее можно было рассчитать;

Обозначения и сокращения

В данной работе применены следующие сокращения соответствующими определениями:

ВНК – водонефтяной контакт;

МЗС – многозабойные скважины;

ГДИ – гидродинамические исследования;

ГИС – геофизические исследования скважин;

ГК – гамма-каротаж;

ГМ – геологическая модель;

ГТМ – геолого-технологические мероприятия;

ГФМ – геолого-фильтрационная модель;

КИН – коэффициент извлечения нефти;

ОФП – относительные фазовые проницаемости;

ПГИ – промыслово-геофизические исследования;

ППД – поддержание пластового давления;

ТЭО – технико-экономическое обоснование;

УВ – углеводороды;

ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства;

ЧД – чистый доход;

ЧДД – чистый дисконтированный доход.

СОДЕРЖАНИЕ

Содержание.....	10
Введение	12
1 Обзор литературы	14
2 Общие сведения и геолого-физическая характеристика месторождения	23
2.2 Стратиграфия	28
2.3 Тектоника	36
2.4 Нефтеносность	40
2.5 Режим залежи.....	42
2.6 Керновые исследования.....	45
2.7 Физико-литологическая характеристика	47
2.8 Фильтрационно-емкостные свойства.....	50
2.9 Геологическая модель.....	56
2.9.1 Корреляция продуктивных пластов	56
2.9.2 Параметры модели	57
2.9.3 Структурный каркас.....	59
2.9.4 Распределение фаций и фильтрационно-емкостных свойств	61
2.9.5 Распределение насыщения.....	64
2.9.6 Оценка запасов	64
2.10 Фильтрационная модель	67
2.10.2 Тип фильтрационной модели	69
2.10.3 Свойства флюида	69
3 Анализ продуктивности многозайбойных скважин с помощью аналитической модели	71
3.1 Методология.....	71
3.2 Результаты и обсуждение	73
4 Численное моделирование.....	78

4.1 Методология.....	78
4.1.2 Оптимальная конфигурация.....	80
4.1.3 Положение относительно ГНК и ВНК.....	81
4.1.4 Общая длина горизонтальной секции	82
4.1.5 Оптимальная депрессия и дебит	82
4.2 Результаты и обсуждение	82
4.2.1 Конфигурации многозабойных скважин	83
4.2.2 Положение относительно ВНК и ГНК.....	84
4.2.3 Общая длина горизонтальной секции	86
4.2.4 Оптимальная депрессия и дебит	87
5 Анализ рисков.....	93
5.1 Методология.....	93
5.2 Результаты и обсуждение	95
6 Финансовый менеджмент.....	99
6.1 Исходные данные для экономической оценки.....	99
6.2 Оценка затрат	103
6.3 Техничко-экономические показатели вариантов разработки.....	105
7 Социальная ответственность	107
7.1 Анализ вредных производственных факторов.....	108
7.2 Анализ опасных производственных факторов	113
7.3 Охрана окружающей среды	115
7.4 Защита в чрезвычайных ситуациях.....	116
7.5 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности .	117
Заключение.....	120
Список использованных источников	121
Приложения.....	124

ВВЕДЕНИЕ

В связи с ростом доли трудноизвлекаемых запасов нефти (ТРИЗ) в структуре запасов усложняется задача их эффективной разработки. Разработка карбонатных коллекторов, имеющих сложное построение и характеризующимися низкой проницаемостью, обуславливается низкими темпами отборов и значений коэффициентов извлечений нефти (КИН). В настоящее время отсутствуют низко затратные технологии, обеспечивающие высокую эффективность разработки таких месторождений. В этих условиях один из методов повышения эффективности разработки данных коллекторов является применение многозабойных скважин. В диссертации рассмотрен опытный участок разработки XXX-го месторождения, который на данный момент планируется разбуриваться горизонтальными скважинами.

Карбонатное XXX-го месторождение приурочено к внутренней бортовой зоне Непско-Ботубинской антеклизы. По геологическому строению относится к категории сложных, с высокой степенью неоднородности по разрезу и по простиранию. Основным объектом эксплуатации являются нижележащие терригенные пласты-коллекторы, которые характеризуются высокими ФЕС. Карбонатные пласты на данный момент не разрабатываются, планируемая система разработки – горизонтальные скважины.

С целью увеличения эффективности разработки месторождения была предложена разработка многозабойными скважинами, оценка эффективности и их оптимизация.

В данной работе будут формироваться проекты разработки XXX-го месторождения на основе динамической модели с использованием программного комплекса Tempest. Данные предоставлены компанией ООО «ТННЦ», г. Тюмень.

Следующая цель была поставлена и решена – оценка перспективности применения многозабойных скважин и сравнение технологических параметров с текущим предложенным вариантами разработки.

В рамках работы были решены следующие задачи:

1. Анализ литературы
2. Анализ достоинств и недостатков применения многозабойных скважин
3. Анализ геологических и технологических условий месторождений касательно возможности применения многозабойных скважин.
4. Аналитические и численные расчеты различных конфигураций многозабойных скважин
5. Оценка экономической эффективности и рисков

1 Обзор литературы

Наиболее перспективным направлением повышения производительности скважин является строительство многозабойных горизонтальных скважин.

Объемы строительства горизонтальных и многозабойных с горизонтально разветвленными стволами скважин на разных стадиях разработки месторождений углеводородов в последние годы возросли. Активное развитие этих технологий связано с необходимостью интенсификации добычи углеводородного сырья и повышения степени его извлечения из недр.

Достигается это за счет увеличения площади фильтрации призабойной зоны продуктивных пластов, расширения локальных зон притока углеводородов к забою скважин.

Практика показывает, что технологии с горизонтальным окончанием фильтра скважин позволяет интенсифицировать добычу углеводородов и повысить коэффициент извлечения. Продуктивность таких скважин в 1,5 ...5,0 раз выше, чем вертикальных. Однако от 35 до 50% из общего числа горизонтальных скважин оказываются неэффективными, т.к. их дебиты остаются на уровне и даже меньше вертикальных. Анализ промысловой информации свидетельствует, что причины такого положения связаны с рядом технологических факторов. Основными технологическими проблемами являются:

- оптимизация длины горизонтального участка ствола и числа разветвленных забоев;
- повышение эффективности методов предупреждения и изоляции поглощений и водопроявлений в процессе бурения;
- оптимизация режимов притока углеводородов к горизонтальному фильтру.

Перечисленные технологические проблемы эксплуатации горизонтальных скважин ухудшают технико-экономические показатели добычи углеводородов.

Далее приведена краткая история развития технологии строительства горн зональных и многозабойных скважин. Цель данного раздела - среди современных конструкций многозабойных скважин выделить предмет проекта, многозабойные горизонтальные скважины, отличающиеся наибольшим охватом дренируемой площади, что важно для разработки низкопроницаемых коллекторов.

Большинство методов расчета дебитов горизонтальных скважин относятся к нефтяным скважинам при линейном законе фильтрации.

Для более ясного понимания современного состояния эксплуатации горизонтальных и многозабойных скважин следует сделать краткий экскурс в историю развития технологии строительства горизонтальных и многозабойных скважин.

На начальном этапе развития строительства горизонтальных скважин бурились наклонно направленные скважины только с целью достижения труднодоступных для вертикальных скважин залежей нефти или газа, расположенных под озерами, реками, поселками или промышленными сооружениями.

Основной целью строительства горизонтальных скважин является пересечение продуктивного пласта в продольном направлении.

Многозабойные скважины являются дальнейшим развитием технологии строительства наклонно-направленного и горизонтального бурения.

Открытие и освоение нефтяных и газовых месторождений в Западной Сибири, приуроченных к заболоченным территориям, в 1970 годы обусловило массовое строительство скважин кустами с горизонтальным или пологим их окончанием. Из горизонтальных скважин получали дебиты выше, чем из вертикальных скважин. Этот фактор способствовал строительству многозабойных скважин различных профилей.

На практике чаще всего используются следующие профили [1]:

- профиль многозабойной скважины с вертикальным основным и

горизонтальными дополнительными стволами (Рисунок 1.1.);

- многоярусные скважины, при которых в каждом ярусе бурят несколько дополнительных стволов (Рисунок 1.2);

- волнообразные, в которых из основного вертикального ствола бурят дополнительные волнообразные стволы (Рисунок 1.3).

Основными предпосылками для выбора того или иного профиля скважины является геологическая характеристика разреза: условия эксплуатации и разработки, современного уровня бурения, освоения и ремонта скважин.

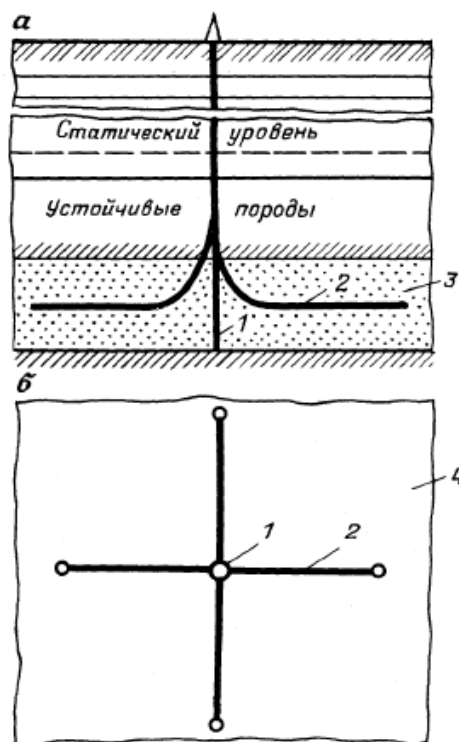


Рисунок 1.1 – Профиль многозабойной скважины с вертикальным основным и горизонтальными дополнительными стволами: а, б - вид в разрезе и плане: 1. 2 - соответственно основной и дополнительные стволы: 3 - продуктивный пласт: 4 - граница участка продуктивного пласта

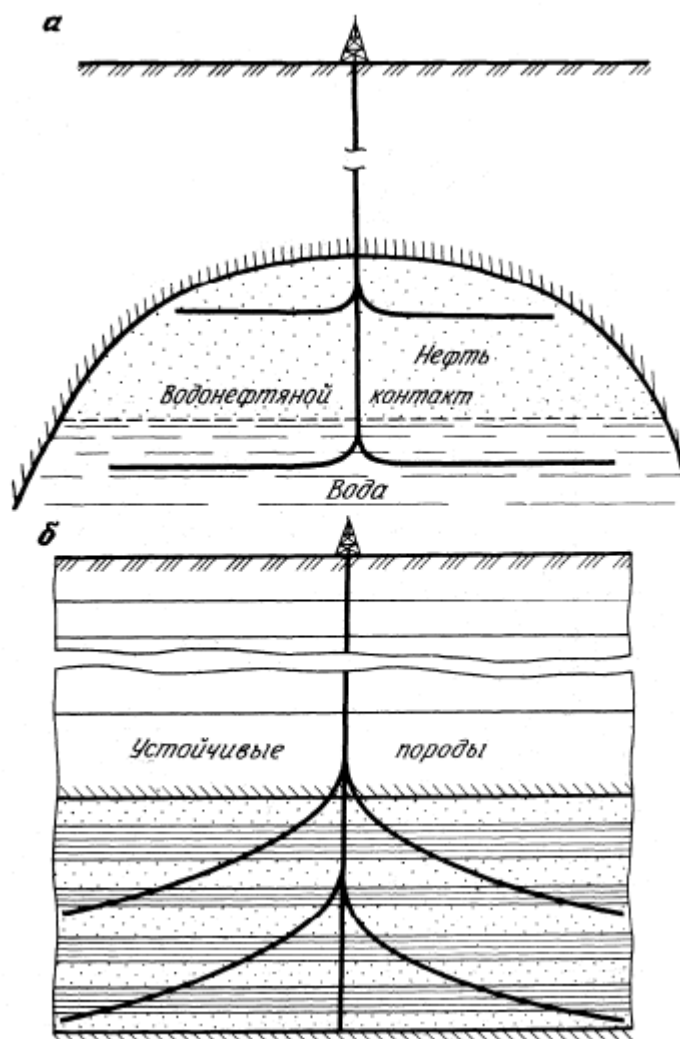


Рисунок 1.2 – Схематичный профиль многоярусной скважины для разработки нефтяной залежи с активной подошвенной водой (а) и со слоисто-неоднородными коллекторами (б)

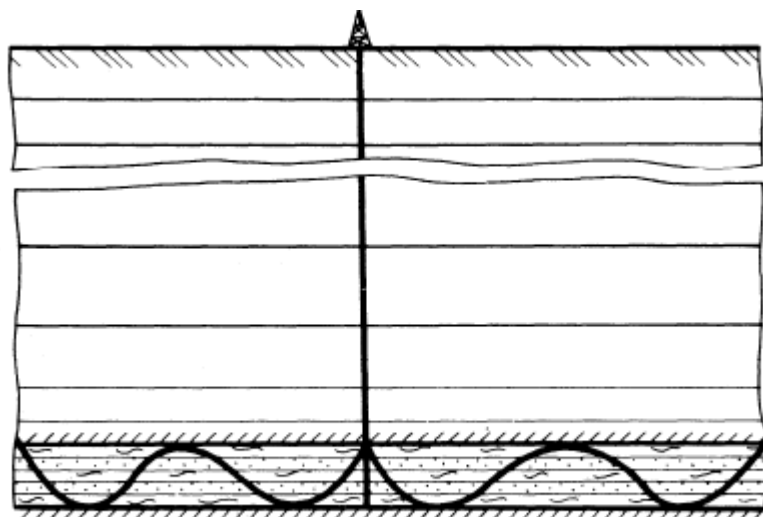


Рисунок 1.3 – Профиль многозабойной скважины с вертикальным основным и волнообразными дополнительными стволами в слоистом пласте

По определению А.Г. Калинина и др. [1] многозабойными считаются скважины, у которых из основного ствола пробурены дополнительные. По форме выполнения дополнительных стволов, их пространственном положении различали следующие виды многозабойных скважин:

- разветвленные наклонно-направленные;
- горизонтально разветвленные;
- радиальные.

Разветвленные наклонно направленные скважины состоят из основного ствола, обычно вертикального, и дополнительных наклонно направленных стволов.

Горизонтально разветвленные скважины - это разновидность разветвленных наклонно направленных скважин, так как их проводят аналогичным способом, но в завершающем интервале дополнительного ствола его зенитный угол увеличивают до 90 градусов и более.

У радиальных скважин основной ствол проводят горизонтально, а дополнительные стволы - в радиальном направлении.

Ввиду многообразия профилей скважин наклонно направленных,

горизонтальных, многоствольных, многозабойных, наклонно направленных с боковыми стволами, которые вносят путаницу при изложении материала, возникла необходимость создать классификацию скважин по типу их профилей и назначений.

Учитывая наличие тесного контакта с зарубежными нефтегазовыми фирмами при освоении наших нефтяных и газовых месторождений, следует рассматривать международную классификацию, которую предложила некоммерческая организация (TAML).

Начало этой организации было положено в марте в 1997 года, когда был организован международный форум для обмена опытом бурения горизонтально-разветвленных скважин, унификации подходов и определения направления дальнейшего развития этой технологии. Участниками этого неформального форума являлись BP, Norsk Hydro, Statoil, Esso UK, Mobil, Phillips, Maersk, Texaco, Total, Chevron, Shell Oil, Shell International E&P and Shell UK Expro.

В 1998 году был сформирован a Joint Industry Project (JIP), результатом которого стала публикация международной классификации горизонтально-разветвленных скважин (The TAML Classification System).

В ноябре 2002 года на встрече членов TAML в Калгари были переопределены цели организации, исходя из современного состояния и нужд отрасли. В связи с этим она была преобразована в некоммерческую организацию на основе членства и стала открытой для вступления новых членов.

Миссия организации - популяризация, развитие и внедрение технологии строительства многозабойных скважин в международных масштабах путем обмена информацией и обучающих программ.

Вся совокупность технологий бурения различных видов многоствольных (разветвленных) скважин в англоязычных публикациях описывается термином Multi-Lateral Technology. В русскоязычных публикациях встречаются

различные термины для описания этой технологии. Приведу здесь термины, единообразно описывающие различные виды скважин и боковых стволов.

Неориентированный боковой ствол - боковой ствол скважины, пробуренный в произвольном азимутальном направлении без контроля траектории с помощью телесистемы при бурении данного бокового ствола.

Боковой наклонно-направленный ствол (БННС) - боковой ствол скважины, пробуренный в соответствии с проектной траекторией с заданным углом и в заданном направлении (азимуте). При бурении наклонно-направленного бокового ствола управление и контроль за траекторией бокового ствола скважины должен осуществляться с помощью телесистемы в режиме реального времени.

Боковой горизонтальный ствол (БГС) - наклонно-направленный боковой ствол, содержащий участок с зенитным углом более 80° .

Горизонтально-разветвленная скважина - скважина, состоящая из основного ствола, из которого пробурен один или несколько боковых стволов (ответвлений). Горизонтально-разветвленные скважины можно подразделить на многоствольные (МСС) и многозабойные (МЗС).

Многозабойная скважина (МЗС) - скважина, состоящая из основного, как правило, горизонтального ствола, из которого в пределах продуктивного горизонта (пласта) пробурен один или несколько боковых стволов (ответвлений).

Наиболее существенные преимущества использования горизонтальных стволов (ГС) многозабойных скважин, по сравнению с вертикальными скважинами:

- увеличение производительности скважин при любых емкостных и фильтрационных свойствах продуктивных пластов;
- обеспечение рентабельности разработки маломощных, одно и двухконтактных, низкопродуктивных. шельфовых и других нефтегазовых месторождений;

- увеличение коэффициента газоотдачи маломощных газовых месторождений путем обеспечения более равномерного снижения давления за счёт увеличения охвата площади дренирования и оптимизации расположения горизонтальных стволов по толщине и по площади;
- вскрытие каждого объекта (пропластка) пропорционально их емкостным и фильтрационным свойствам и удельным запасам газа и нефти;
- обеспечении равномерного дренирования каждого пропластка с учетом последовательности их залегания и профиля горизонтальных стволов (горизонтальный, нисходящий и восходящий);
- снижение до минимума возможности образования глубоких депрессионных воронок;
- повышение устойчивой длительной эксплуатации скважин в условиях возможного разрушения призабойной зоны пласта и обводнения скважин;
- регулирование подъема конуса подошвенной воды путем периодического изменения конструкции фонтанных труб, спущенных в горизонтальную часть ствола.

Если проблемы строительства скважин различных профилей практически решены, то многие проблемы их эксплуатации все еще ждут своих решений. К числу недостатков эксплуатации многозабойных горизонтальных скважин следует отнести:

- удорожание бурения на 10-50 % при бурении горизонтальной части ствола и дополнительные затраты за счет длины горизонтального ствола;
- технические и технологические трудности, связанные с освоением, исследованием и ремонтно-профилактическими работами в горизонтальных стволах;

- возможность образования гидрозатворов при неправильном выборе профиля горизонтального ствола и при оборудовании таких скважин фонтанными трубами;
- существенное влияние параметра анизотропии при вскрытии горизонтальным стволом продуктивных неоднородных пластов.

На производительность многозабойных горизонтальных скважин и на параметры, определяемые по результатам исследования таких скважин, влияют значительное число факторов. К этим факторам относятся:

- низкие скорости движения газа в хвостовой части горизонтальных стволов;
- параметр анизотропии;
- проницаемость вскрываемого пласта (пропластка) и их толщины;
- диаметры горизонтальных стволов;
- устьевое давление;
- допустимая величина депрессии на пласт;
- величина забойного давления, используемого при обработке результатов исследования скважин, которая изменяется существенно при больших дебитах и значительных длинах горизонтального ствола, а также в зависимости от конструкции обсадных колонн и фонтанных труб;
- условность определения зоны дренирования и расстояния до контура питания от работающих горизонтальных стволов;
- расположение горизонтальных стволов по толщине пласта и относительно контуров газоносности;
- полнота вскрытия системой горизонтальных стволов зоны дренирования;
- продолжительность работы скважины после ее пуска; и многие другие факторы.

2 Общие сведения и геолого-физическая характеристика месторождения

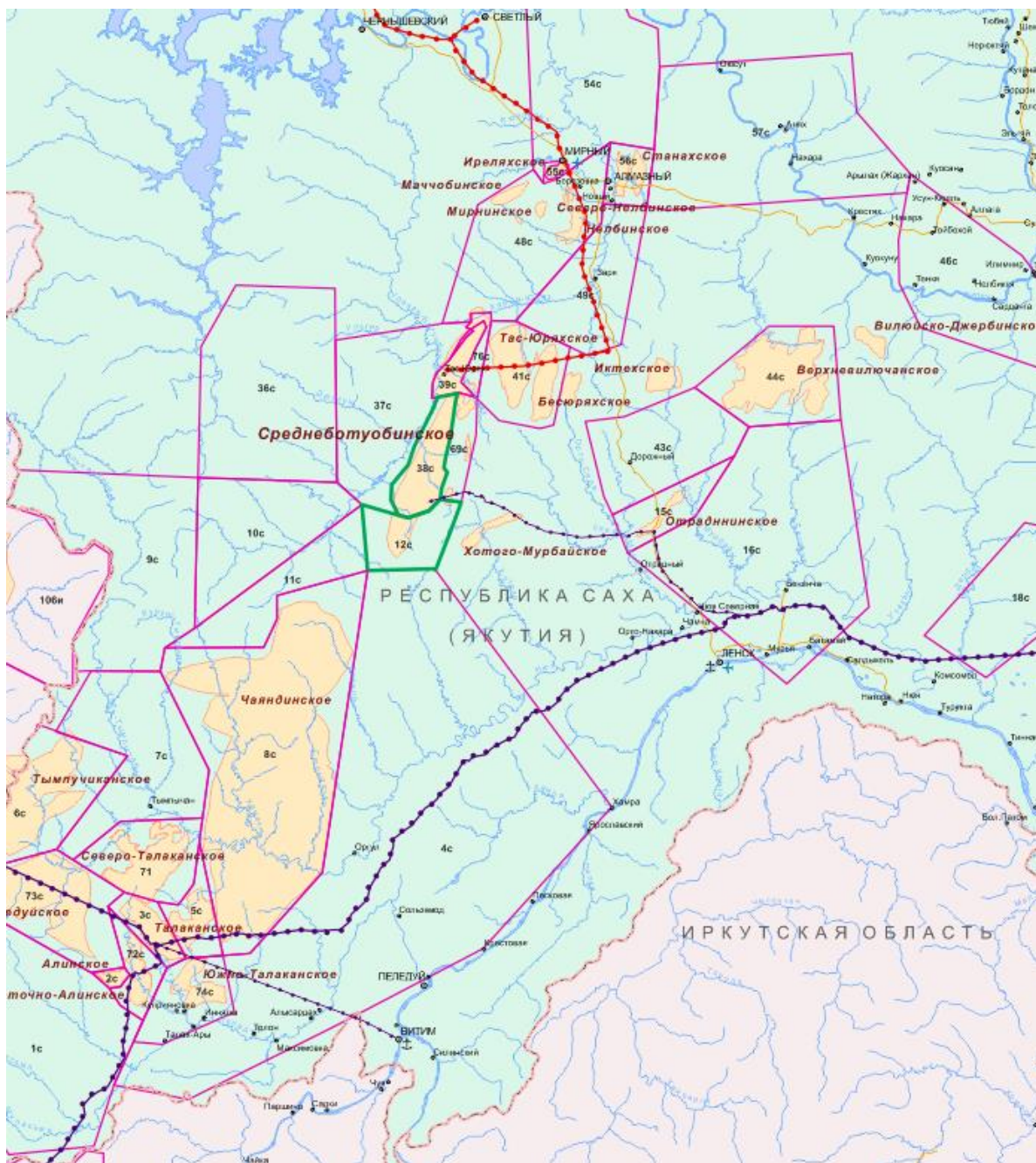
В административном отношении нефтегазоконденсатное XXX-ого месторождение расположено на территории Мирнинского и Ленского районов (улусов) Республики Саха (Якутия).

В непосредственной близости от месторождения открыты XXX-ое, Бес-Юряхское, Иреляхское, Мирнинское, Северо-Нилбинское, Хотого-Мурбайское, Чаяндинское нефтегазоконденсатные и нефтяные месторождения, находящиеся на различной стадии освоения.

Инфраструктура. На площади месторождения расположен поселок XXX с населением 570 человек. Ближайшими населенными пунктами являются поселки Харья-Юрэх (34 км), Заря (89 км), Новый (105 км).

В 140 км от месторождения проходит трасса нефтепровода Восточная Сибирь – Тихий Океан (ВСТО). Диаметр нефтепровода 1220 мм, общая протяженность ВСТО около 4800 км.

В 2012 году завершено строительство подземного нефтепровода из цельнотянутых стальных труб диаметром 273 мм с толщиной стенки 10 мм в заводской трехслойной полиэтиленовой изоляции для прокачки нефти на первом этапе освоения месторождения. Протяженность нефтепровода 169 км. Завершено проектирование второй нитки нефтепровода XXX-ое месторождение – ВСТО диаметром 530 мм для вывода добычи на месторождении на полную мощность. Строительство нефтепровода завершится в 2018 году.



Условные обозначения

	4с	Лицензионные участки		Административные границы
	38с	Среднеботуобинское НГКМ (Центральный блок)		Города
	12с	Среднеботуобинское НГКМ (Курунгский ЛУ)		Поселки
		Месторождения		Аэропорты
		Действующие нефтепроводы		Речные порты
		Строящиеся нефтепроводы		Автомобильные дороги
		Действующие газопроводы		Железные дороги
				Реки

Рисунок 2.1 – Обзорная схема района работ

По газопроводу «XXX-ое месторождение – г. Мирный» (диаметр 500 мм, протяженность 175 км) подается газ, добываемый из залежей Северного блока XXX-го НГКМ ООО «АЛРОСА-Газ».

Грузы, предназначенные для ООО «XXX Нефтегаздобыча», доставляются до железнодорожной станции Лена (ВСЖД), откуда через речной порт Осетрово по реке Лена отправляются в г. Ленск (950 км). Навигационный период в районе порта составляет 150 сут. Из г. Ленска грузы на площадь месторождения перевозятся автотранспортом по круглогодичной дороге, соединяющей пос. XXX с трассой Ленск-Мирный (подбаза находится в 70 км на запад от 135-го километра трассы Ленск-Мирный). По участку подбаза-месторождение (до 100 км) грузы перевозятся с ноября по апрель.

Города Мирный и Ленск связаны между собой автодорогой III класса протяженностью 219 км, по которой ведутся автотранспортные перевозки грузов и людей.

Город Мирный с населением 37,5 тыс. человек имеет аэропорт, способный принимать самолеты типа ТУ-154, АН-24, ЯК-40 и вертолеты.

Город Ленск (население 24,5 тыс. человек) является крупным транспортным узлом, имеет аэропорт местных линий, способный принимать самолеты типа ЯК-40, АН-24 и вертолеты.

В период отсутствия зимника доставка людей и малогабаритных грузов осуществляется исключительно вертолетами из г. Ленска или с подбазы. Водные артерии на территории месторождения транспортного значения не имеют. По р. Улахан-Ботуобия возможно плавание на легких весельных, а в период паводка – на моторных лодках.

Электроснабжение поселка XXX и Северного блока XXX-го месторождения обеспечивается от Вилюйской ГЭС линией электропередачи на 110 кВ с подстанцией 110/35/6. Энергообеспечение нефтяного промысла Центрального блока осуществляется местной ДЭС.

Рельеф. В геоморфологическом отношении район месторождения

расположен в зоне перехода от северо-западных окраин Приленского плато к Лено-Вилуйской равнине. Рельеф представляет собой всхолмленную равнину, расчлененную густой сетью временных водотоков. Абсолютные отметки 300-390 м.

Гидрографическая сеть. Крупнейшей водной артерией, протекающей на территории месторождения, является р. Улахан-Ботуобия, среднегодовой расход воды, в устье которой составляет 120-130 млн м³/год. Для реки характерно существенное сезонное изменение объемов стока и практически полное промерзание в зимний период.

Гидрография района, помимо р. Улахан-Ботуобия, представлена также р. ХХХ и рядом других более мелких рек. Питание рек в основном снеговое.

Характерной чертой речной сети является её глубокий врез. Речные долины на равнинах и особенно низменностях – широкие с пологими склонами и поймами. Преобладающие скорости рек в паводок 0,5-1,0 м/с. Долины рек и ручьев заболоченны. Ледостав наступает в первой декаде октября, вскрытие рек – в конце апреля – начале мая. Наибольшая толщина льда на промерзающих реках составляет 120 см и достигается, как правило, во второй декаде марта.

Около 10 % рассматриваемой территории занимают болота и заболоченные земли. Глубина болот небольшая, с малой мощностью торфа.

Климат района резко континентальный, сухой. Зима продолжительностью семь месяцев. Среднегодовая температура – минус 7,8 °С. Среднемесячная температура наиболее холодного месяца января – минус 33,7 °С, а самого жаркого месяца июля – 17,7 °С. Отрицательные температуры зимой достигают от минус 50 до минус 57 °С. Летом жаркие дни (температура поднимается до 30 °С) сменяются холодными ночами. Средняя продолжительность отопительного сезона составляет 270 суток.

Осадков в районе немного. В период с апреля по октябрь – 215 мм, с ноября по март – 69 мм. Средняя годовая сумма осадков – 284 мм. Снегопады характерны для октября-ноября. Число суток со снежным покровом – 200 в год.

Толщина снежного покрова для участков с ровной поверхностью к концу зимы достигает 35-50 см.

Ветры несильные, преобладающее направление северно-западное и западное со скоростью 3-4 м/с.

Геокриологические условия. На территории месторождения повсеместно распространены многолетнемерзлые породы, залегающие до глубины 400 м. Сезонноталый слой охватывает четвертичные отложения, имеющие повсеместное распространение на территории месторождения.

Наибольшая толщина сезонного оттаивания 3,5-3,9 м характерна для водораздельных участков, покрытых сосновым лесом.

Строительные материалы. На площади XXX-го месторождения и вблизи от него имеются выходы следующих строительных материалов: кирпичная глина, известняки, гравий, песок, гипс, бутовый камень. Месторождение гальки и гравия, пригодных для строительных и автодорожных работ, расположено в пределах второй надпойменной террасы р. Улахан-Ботуобия.

Город Мирный вместе с поселками Айхал и Удачный образуют центр алмазодобывающей промышленности России.

Экономика района. Район располагает широким набором природно-экономических ресурсов, богат месторождениями алмазов пироба, хризолита, газа, нефти, бурого угля и других полезных ископаемых. Ведущее место в экономике занимает алмазодобывающая промышленность, производство строительных материалов, предприятия по ремонту горной и дорожной техники, автопредприятия, пищевая промышленность. В регионе многочисленные котельные работают на нефти и газе.

Коренное население этого района – русские, саха, эвенки, эвены. Плотность населения составляет 0,52 чел. на км².

В настоящее время на XXX-ом месторождении с позиции промышленной освоённости региона, особенностей обустройства месторождения, климата и

других природных условий существует ограничение по уровню добычи нефти (1 млн т) до 2018 года.

2.2 Стратиграфия

В геологическом строении XXX-го месторождения принимают участие метаморфические образования архей-протерозойского возраста, осадочные образования протерозойского, палеозойского, мезозойского и кайнозойского возрастов.

Фундамент

Породы кристаллического фундамента на исследуемой территории вскрыты скважинами № Сбт-17, № Сбт-30, № Сбт-69, № Крн-2771 и № Крн-2773. Представлены гранито-гнейсами, красновато-серыми, среднекристаллическими. Абсолютный возраст фундамента, определенный К-Аг методом по керну скв. Сбт-30 составил 1616 млн лет, что примерно соответствует границе нижнего и верхнего протерозоя (1650 ± 50 млн лет). Наибольшая вскрытая толщина – 25 м. Практически во всех скважинах, вскрывших фундамент, фиксируется кора выветривания гранитоидов. К эрозионной поверхности кристаллического фундамента приурочен отражающий горизонт Ф.

Вендская система – V

Курсовская свита (Vkrs)

Курсовская свита трансгрессивно залегает на породах кристаллического фундамента.

По литологическому составу подразделяется на две части: нижнюю – преимущественно песчаную и верхнюю – преимущественно глинистую.

Нижняя часть сложена песчаниками с прослоями аргиллитов и алевролитов. Песчаники серые, участками с коричневым и зеленоватым оттенком, кварц-полевошпатовые, разномерные, массивные и волнистослоистые, часто нечеткослоистые, с прослоями гравелитов.

Алевролиты серые, зеленовато-серые, разномзернистые, глинистые. Аргиллиты серые с зеленоватым оттенком, неравномерно алевритистые.

В этой части разреза курсовской свиты выделяется талахский продуктивный горизонт, с которым связаны залежи газа в Северном блоке XXX-го месторождения. В пределах ЛУ XXX при испытании скв. 17 получен незначительный приток газа.

Выше по разрезу прослеживается глинисто-карбонатная маркирующая пачка. В пределах Курунгского ЛУ и частично Центрального Блока отмечается зона выхода пачки на палеоповерхность (поверхность эрозии). В данной области предполагается возможное наличие коллектора, связанное с процессами гипергенеза. Интервал глинисто-карбонатной пачки был испытан в скв. 110Рс получением промышленного притока нефти с водой. Испытанный пласт условно назван арылахским.

Верхняя часть свиты представлена, преимущественно аргиллитами с прослоями алевролитов, песчаников. Аргиллиты – темно-серые, зеленовато-серые, часто алевритистые, слоистые, с многочисленными тонкими светло-серыми прослойками песчаников, алевропесчаников и реже алевролитов. Алевролиты полевошпатово-кварцевые, участками глинистые и песчанистые. Песчаники и алевропесчаники – кварц-полевошпатовые, кварцевые, мелко- и тонкозернистые, горизонтально и неяснослоистые.

Непосредственно на эрозионной поверхности залегает хамакинский горизонт. Горизонт имеет прерывистое строение: в пределах ЛУ XXX отмечаются обширные зоны глинизации пласта. Продуктивность пласта доказана в скв. 110Р и Крн1.

В верхней части курсовской свиты выделяется улаханский продуктивный горизонт, промышленная газоносность которого доказана в Северном блоке XXX-го месторождения, где добычу ведет «АЛРОСА-ГАЗ».

В верхней части свиты найдены микрофоссилии, позволяющие датировать возраст свиты как вендский.

Толщина курсовской свиты в пределах месторождения изменяется от 143 м – на юге до 10 м – на севере месторождения.

К кровле курсовской свиты приурочен отражающий горизонт Vkr.

Бюкская свита (Vbk)

По особенностям литологического состава бюкская свита подразделяется на две подсвиты: нижнюю и верхнюю.

Нижняя подсвита (ботуобинский горизонт) сложена мелко-среднезернистыми песчаниками с подчинёнными прослоями крупнозернистых, гравелитистых песчаников, алевролитов, реже аргиллитов. Песчаники – кварцевые, редко полевошпатово-кварцевые, светло-серые, серые, темно-серые, субгоризонтально-косослоистые, реже волнистослоистые. Алевролиты и аргиллиты – коричневато-серые, темно-серые до чёрных.

В пределах Центрального блока XXX-го месторождения и Курунгского ЛУ толщина подсвиты изменяется от 5 м (скв. Сбт-17) до 32 м (скв. Сбт-78). С ботуобинским горизонтом связана основная нефтегазоносность XXX-го месторождения.

К кровле нижнебюкской подсвиты приурочен отражающий сейсмический горизонт KB.

Верхняя подсвита сложена доломитами, глинистыми доломитами, доломито-ангидритами, ангидритами с редкими прослоями мергелей и аргиллитов.

В отложениях горизонта встречены микрофоссилии, датируемые вендским возрастом.

Толщина подсвиты изменяется от 94 до 126 м.

Успунская свита (Vis)

Успунская свита с несогласием залегает на бюкской. Она сложена доломитами серыми, тонкокристаллическими, в различной степени глинистыми до мергелей, с прослоями аргиллитов, доломито-ангидритов, ангидритов.

В низах свиты залегает преображенский горизонт, сложенный

доломитами, коричневато-серыми, тонкокристаллическими, неравномерно известковистыми, неяснослоистыми и массивными. Нефтегазоносность преображенского горизонта доказана на Верхнечонском месторождении.

В отложениях свиты также отмечено наличие микрофоссилий вендского возраста. Толщина свиты – 84-93 м.

Кудулахская свита (Vkd)

Кудулахская свита согласно залегает на успунской. Представлена доломитами, глинистыми и ангидритистыми доломитами, с подчиненными прослоями мергелей и аргиллитов. Присутствуют водорослевые разности с характерной тонковолнистослоистой текстурой. Глинистые доломиты обычно более темные, с зеленоватым оттенком, тонкослоистые, часто переслаиваются с такими же по цвету аргиллитами.

Толщина свиты – 96-104 м.

К кровле кудулахской свиты приурочен отражающий горизонт Vkd.

Вендс-кембрий – V-Є

Юряхская свита (V-Є1jrh)

Юряхская свита залегает согласно на кудулахской. По особенностям строения подразделяется на две подсвиты.

Нижняя подсвита сложена доломитами – коричневато-светло-серыми, неяснослоистыми и массивными, в различной степени, известковистыми до известняков, глинистыми и, неравномерно ангидритистыми, с прослоями ангидрито-доломитов, аргиллитов. Породы иногда мелкокавернозные. Толщина подсвиты изменяется от 19 до 28 м. Отложениям подсвиты соответствуют продуктивному пласту юряхский-III (аналог пласта усть-кутский-II в Иркутской области).

Верхняя подсвита более глинистая, состоящая из переслаивающихся между собой глинистых и чистых разностей доломитов, иногда ангидритистых, с прослоями мергелей и аргиллитов. Породы массивные, участками, мелкопористые, мелкокавернозные (чистые разности), тонкослоистые

(глинистые разности). Цвет пород светло-серый, коричневатого-серый с зеленоватым оттенком. Толщина подбиты изменяется от 48 до 55 м.

В отложениях подбиты выделяют продуктивные пласты юрхский-I и юрхский-II (аналоги пласта усть-кутский-I).

На территории XXX-го месторождения продуктивность юрхского горизонта однозначно не определена.

К кровле юрхской свиты приурочен отражающий горизонт Б.

Кембрийская система – € , Нижний отдел – €1

Билрская свита (€1bl)

Билрская свита залегает согласно на юрхской. Свита хорошо охарактеризована керном, в котором в частности выявлен обширный комплекс археоциат, хиолитов, водорослей, микрофитолитов, акритархов томмотского и атдабанского ярусов нижнего кембрия (алданский надярус). Билрская свита соответствует нижним частям усольской свиты, выделяемой в западных и юго-восточных частях Сибирской платформы.

Свита расчленяется на две подбиты.

Нижняя подбита билрской свиты сложена сероцветными, иногда, с коричневым оттенком, доломитами, слоистыми и массивными, строматолитовыми, неравномерно глинистыми, неравномерно ангидритистыми, с прослоями зеленоватого-серых и красновато-бурых аргиллитов. Толщина подбиты – 19-38 м. С отложениями подбиты связан продуктивный пласт осинский-II, в котором числятся запасы газа на XXX-ом месторождении. Его нефтегазоносность, также, доказана в пределах Талаканского месторождения. На большей части юга Сибирской платформы отложения данного уровня в той или иной степени соленосны, и только вдоль центральной части Непско-Ботубобинской антеклизы выделяется обширная зона, не содержащая галогенных пород.

Верхняя подбита сложена переслаиванием известняков органических, доломитизированных, доломитов и глинистых доломитов. Породы – серые,

коричневато-серые, слоистые и массивные, иногда пористые и мелкокавернозные. Встречаются прослои зеленовато-серых мергелей и аргиллитов, линзы и прослойки коричневато-серых ангидритов. Толщина подсвиты – 32-56 м. С отложениями подсвиты связан пласт осинский-I, продуктивность которого доказана на XXX-ом, Талаканском, Северо-Талаканском, Верхнечонском, Пилюдинском месторождениях.

К кровле верхнебилирской подсвиты приурочен отражающий сейсмический горизонт II (А).

Юрегинская свита (Є1jur)

Юрегинская свита согласно залегает на билирской, сложена мощными пластами каменной соли, разделенными слоями доломитов засоленных, глинистых, ангидритизированных, аргиллитами тонкослоистыми и ангидритами. К отложениям юрегинской свиты приурочены интрузии долеритов. Толщина свиты изменяется от 218 до 355 м. Увеличенные толщины соответствуют разрезам, содержащим траппы. За их вычетом толщины довольно стабильны.

Нелбинская свита (Є1nl)

Нелбинская свита согласно залегает на юрегинской и представляет собой пачку существенно глинистого состава, залегающую на верхнем пласте каменной соли юрегинской свиты. Свита сложена переслаиванием мергелей и аргиллитов серых, темно-серых, зеленовато-серых, с доломитами глинистыми, ангидритизированными и ангидритами. Толщина свиты, вскрытая скважинами на XXX-ом НГКМ, изменяется от 34-160 м.

Эльгянская свита (Є1el)

Эльгянская свита согласно залегает на нелбинской, сложена доломитами – серыми с коричневатым оттенком, неравномерно известковистыми до известняков коричневатых. Породы слабо ангидритизированные, неяснослоистые и массивные. Толщина свиты изменяется от 41 до 60 м.

Толбачанская свита (Є1tb)

Толбачанская свита согласно залегает на нелбинской, делится на две подсвиты.

Нижняя подсвита представлена доломитами и известняками – неравномерно глинистыми, ангидритизированными, с подчиненными прослоями, аргиллитов и мергелей, с единичными маломощными прослойками каменной соли. Толщина подсвиты изменяется от 93 до 250 м. К кровле нижнетолбачанской подсвиты приурочен отражающий сейсмический горизонт К2.

Верхняя подсвита содержит мощные пласты каменной соли, пласты доломитов серых и светло-серых, прослоями – глинистых, ангидритизированных, маломощные прослои мергелей и аргиллитов. Толщина подсвиты изменяется от 250 до 360 м.

Для подсвит характерно наличие интрузий, приводящих к увеличению их толщины.

С пачкой каменной соли верхнетолбачанской подсвиты отождествляется отражающий горизонт К1.

Олекминская свита (Є1ol)

Олекминская свита согласно залегает на толбачанской, сложена глинистыми и водорослевыми известняками, преимущественно серыми, часто – с коричневым оттенком, слоистыми и массивными, с редкими включениями ангидрита. В верхней части свиты доломиты – неяснослоистые и массивные, неравномерно глинистые. Породы битуминозные. Толщина свиты, вскрытая скважинами на месторождении изменяется от 98-186 м.

Чарская свита (Є1cr)

Чарская свита согласно залегает на олекминской. Представлена каменной солью – прозрачной, белой, крупнокристаллической; доломитами – светло-серыми, серыми, тонкокристаллическими, неравномерно глинистыми, ангидритистыми, прослоями известковистыми. Пласты каменной соли приурочены, в основном, к нижней и средней частям свиты. Соленасыщенность

свиты по площади меняется весьма существенно, что связано с исчезновением пластов солей из верхней, иногда и из средней, части разреза. В связи с этим толщина свиты изменяется от 221 до 319 м. К подошве чарской свиты приурочен отражающий сейсмический горизонт Оч.

Нижний – средний отделы – €1-2

Ичерская свита (€1-2ic)

Ичерская свита согласно залегает на чарской, сложена известняками и доломитами, часто – водорослевыми, битуминозными, прослоями мелкокавернозными. Толщина свиты изменяется от 35 до 56 м.

Средний отдел – €2

Метегерская свита (€2 mt)

Метегерская свита согласно залегает на ичерской, характеризуется пестрым литологическим составом слагающих ее пород, резко отличающимся от подстилающей ичерской и перекрывающей бордонской свит. Сложена переслаиванием доломитов, глинистых доломитов, известняков, с прослоями аргиллитов, мергелей, ангидритов. Толщина свиты изменяется от 82 до 124 м.

Бордонская свита (€2 br)

Бордонская свита с перерывом залегает на метегерской свите. Представлена неравномерным переслаиванием серых и красноцветных мергелей доломитовых аргиллитов, с прослоями серых, тонкокристаллических доломитов, известняков. Породы часто загипсованы. Толщина свиты изменяется от 31 до 203 м.

Верхний отдел – €3

Джуктинская свита (€3 gkt)

Джуктинская свита в результате неравномерного размыва распространена не повсеместно и плащеобразно залегает севернее, на территории Иреляхского газонефтяного месторождения. Литологически она представлена тонким переслаиванием аргиллитов и доломитов, в различной степени, глинистых. Толщина ее, в наиболее полных разрезах, не превышает 100 м.

Юрская система – J, Нижний отдел – J1

Укугутская свита (J1 uk)

Укугутская свита залегает со стратиграфическим несогласием на размытой поверхности джуктинской и бордонской свит. Отложения представлены переслаиванием песков, песчаников и глин – темно-зеленых и вишневых. Толщина свиты – 0-165 м

Четвертичная система (Q)

Четвертичные отложения представлены в основном аллювиальными суглинками, песками и галечниками, различного литологического состава. Эти отложения имеют ограниченное распространение и, в основном, приурочены к пониженным участкам рельефа. Толщина отложений в скважинах не превышает 14 м.

2.3 Тектоника

Доюрский XXX-ое нефтегазоконденсатное месторождение находится в центральной части Мирнинского выступа – положительной структуры I порядка в пределах Непско-Ботубинской антеклизы Сибирской платформы.

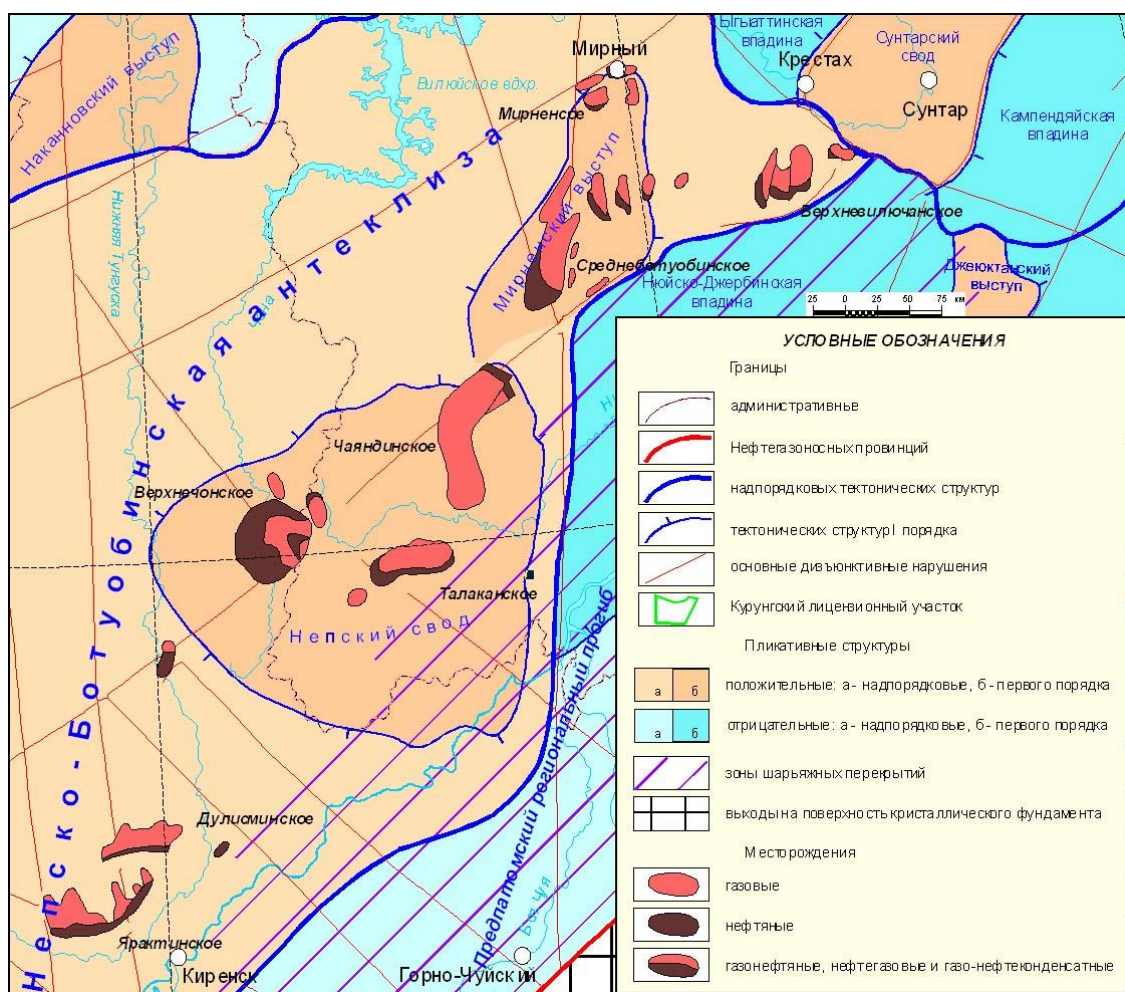


Рисунок 2.2 – Фрагмент тектонической схемы Сибирской платформы

Мирнинский выступ характеризуется северо-восточным простираем и ориентировочными размерами 190×70 км. Его ось погружается в северо-северо-восточном направлении от абсолютных глубин кровли осинского горизонта от минус 1 150 м до минус 1 400 м. В пределах выступа геолого-геофизическими исследованиями выявлен ряд кулисообразно расположенных антиклинальных структур III порядка. К одной из них, наиболее крупной – XXX-ой, приурочено одноименное месторождение.

Важной чертой XXX-го месторождения является наличие блоковой тектоники. Выявленные нарушения относятся к Вилуйско-Мархинской зоне разломов и имеют северо-северо-восточное простираем. Структурная карта кровли ботубобинского горизонта (отражающий горизонт KB) приведена на

графическом приложении ГП 2.2.

В пределах месторождения выделены четыре крупных тектонических блока, осложненных более мелкими нарушениями.

Восточная граница Центрального тектонического блока – субмеридиональное дизъюнктивное нарушение, являющееся тектонической границей ХХХ-го поднятия. Нарушение фиксируется по данным сейсморазведки, аэромагнитной съемки, результатам бурения и опробования скважин. Амплитуда разрывного нарушения около 40 м, опущенным является Восточный тектонический блок.

На севере Центральный тектонический блок по поперечному разрывному нарушению граничит с Северным тектоническим блоком. Амплитуда разрывного нарушения составляет 5-10 м, причем, Центральный тектонический блок является приподнятым относительно Северного 1.

Разлом, ограничивающий Центральный тектонический блок с запада, впервые выделен в 1992 году по результатам сейсморазведочных работ на Курунгской площади и подтвержден работами 2007-2011 гг. Амплитуда смещения по разлому от 5 до 25 м, опущенным является Западный тектонический блок. В пределах блока на оси складки обособляются два поднятия, расположенные на севере и на юге блока с амплитудой ловушек 30 и 15 м, соответственно.

Центральный тектонический блок, содержащий залежи нефти и газа, являющиеся предметом рассмотрения настоящего подсчета, осложнен более мелкими нарушениями. Выделяются пять прилегающих друг к другу блоков (I-V).

Центральный блок I с востока примыкает к разлому, отделяющему Центральный блок от Восточного. С остальных сторон он ограничен нарушениями более мелкого порядка, и контактирует с блоками II, III, IV, V. Блок имеет изометричную форму, вытянутую в северном направлении. Длина блока – 19 км, ширина – 7,5-8,5 км. Ботубинский горизонт в пределах блока

залегает на абсолютных глубинах – от минус 1540 до минус 1585 м, погружаясь в южном направлении.

Центральный блок II примыкает к блоку I с запада и вытянут в северо-северо-восточном направлении. Его длина – 20 км, ширина – 6-8,5 км. Ботуобинский горизонт в пределах блока залегает на абсолютных глубинах от минус 1545 до минус 1570 м, вздымаясь к южному и северному окончаниям блока. В его центральной части формируется локальное погружение. С запада блок ограничен разломом, разделяющим Центральный и Западные блоки.

Центральный блок III имеет форму близкую к треугольной и расположен к северу от блока II и западу от блока I. С севера он граничит с блоком IV. Его размеры 10×2 км, ботуобинский горизонт залегает на отметках от минус 1 545 до минус 1 550 м.

Центральный блок IV занимает всю северную часть Центрального блока. В пределах блока ботуобинский горизонт залегает на абсолютных глубинах – от минус 1 535 до минус 1 570 м. В пределах блока выделяется три небольших поднятия амплитудой 5-15 м, разделенных столь же мало амплитудными депрессиями. Блок вытянут в северо-восточном направлении. Его длина – 28 км, ширина – 4,5-12,5 км.

Блок V занимает южную часть Центрального блока и является самым крупным тектоническим элементом в его составе. Имеет форму близкую к треугольной, его ширина у основания треугольника – 35 км, высота – 31 км. Ботуобинский горизонт в пределах Блока V залегает на абсолютных глубинах от минус 1 555 до минус 1 715 м.

Трапповый магматизм

Мирнинский выступ отличается наиболее активным магматизмом в пределах Непско-Ботуобинской антеклизы. Здесь известны трубки взрыва девонского возраста, а также многочисленные дайки и силы габбро-долеритов.

В геологическом строении района месторождения принимали участие интрузивные образования двух формаций: среднепалеозойской и пермо-

триасовой.

Среднепалеозойские интрузии представлены дайками долеритов, приуроченных к разломам Вилуйско-Мархинской зоны. Дайки имеют падение близкое к вертикальному, в основном, располагаясь на восточном крыле структуры, толщина их достигает 200 м.

Пермо-триасовые интрузии представлены пластовыми телами траппов, незначительно «перескакивающими» на разные уровни. В пределах месторождения интрузии данной формации приурочены к пяти стратиграфическим подразделениям (юрегинской, эльгянской, толбачанской, олекминской и чарской свитам).

К особенностям строения отложений кембрийского возраста относится: наличие трапповых тел и рифогенных построек.

В западной части XXX-го месторождения интрузия траппов залегает на абс. отметках – -860-700 м в виде пластового тела, приуроченного к отложениям юрегинской свиты. В восточном направлении интрузия последовательно, ступенчато перемещается в эльгянскую, толбачанскую и олекминскую свиты, поднимаясь на восточном крыле структуры до абс. отметок -300-200 м, где она встречена скважинами в отложениях чарской свиты. С уменьшением глубины залегания траппового тела уменьшается, и его толщина с 120-110 м – на западе до 90-45 м – на востоке и севере структуры.

2.4 Нефтеносность

Согласно принятой схеме нефтегазогеологического районирования территории Сибирской платформы, XXX-ое месторождение приурочено к Непско-Ботуобинской нефтегазоносной области Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции. В пределах НГО открыт ряд месторождений нефти и газа, среди которых необходимо отметить уникальное по запасам газа с конденсатом Чаяндинское месторождение. Крупными по запасам нефти являются Верхнечонское, Талаканское, Чаяндинское, Ярактинское, Северо-

Талаканское, Верхневилучанское месторождения.

XXX-е месторождение является крупным, как по запасам нефти, так и по запасам газа.

Для XXX-го месторождения характерно интенсивное проявление блоковой тектоники, которая привела к формированию четырех крупных тектонических блоков: Центрального, Западного, Восточного и Северного, осложненных, в свою очередь, разломами более мелкого порядка. Все выделенные нарушения считаются гидродинамическими барьерами.

Доказанная продуктивность Центрального тектонического блока и Курунгского ЛУ связана с песчаниками ботубинского горизонта венда и с нижнекембрийскими карбонатными отложениями билирской свиты – осинский горизонт, пласты О-I и О-II.

Перспективы нефтегазоносности связаны с отложениями арылахского и хамакинского горизонтов курсовской свиты, возможная продуктивность – с преображенским горизонтом успунской свиты, горизонтов Юр-I-III юрхской свиты.

Осинский горизонт (пласты О-I и О-II)

На изучение осинского горизонта, наряду с ботубинским, на начальном этапе поисково-разведочных работ на XXX-ом месторождении было направлено основное внимание. Однако определиться с контурами залежей и флюидоразделяющими контактами в полной мере не удалось, что связано со сложностью строения горизонта и отсутствием стабильных притоков УВ. В 1986 году материалы по подсчету запасов осинского горизонта представлялись на рассмотрение в государственные органы. Однако, в связи с противоречивостью полученных данных, было принято решение – запасы нефти на баланс не принимать, учтены лишь запасы газа. В результате проведения геологоразведочных работ, сейсморазведочных работ МОГТ-2D и МОГТ 3D, уточнена геологическая модель, получены наиболее полные и достоверные сведения о стратиграфии, литологии и перспективах

нефтегазоносности горизонта.

Объектами подсчета запасов в 2014 году (протокол ФАН № 18/549-пр от 29.09.2014) являлись залежи Центрального тектонического блока (пласты О-I+О-II рассмотрены совместно). Такое решение принято исходя из того, что 80 % испытаний скважин в интервале осинского горизонта проводилось по двум пластам совместно. Установить интервалы притока по многим скважинам не представлялось возможным ввиду отсутствия профиля притока. Более того, пласты разделены между собой перемычкой небольшой толщины от 1,3 м (скважина № Крн-2771) до 3,2 м (скважина № Сбт-35), среднее значение в пределах Центрального тектонического блока составляет 1,9 м. С точки зрения литологии, перемычка представлена доломитами серыми, местами тёмно-серыми, с прослойками аргиллитов, крепкими, трещиноватыми, в нижней части доломитами, сильно глинистыми, переходящими в доломитизированные аргиллиты. На данном этапе геологоразведочных работ твердых оснований утверждать, что пласты О-I и О-II гидродинамически изолированы друг от друга, недостаточно.

Газонефтяная залежь Центральная (О-I+О-II) осинского горизонта расположена в пределах Центрального блока и Курунгского ЛУ. Согласно представлениям о тектоническом строении исследуемой территории, в пределах залежи осинского горизонта выделяется пять тектонических блоков (Центральный I, II, III, IV, V), ограниченных дизъюнктивными нарушениями.

2.5 Режим залежи

Разрез XXX-го месторождения, вскрываемый скважинами, представлен карбонатно-галогенными отложениями нижнего кембрия, карбонатно-терригенными венда и кембрия, и терригенными отложениями вендского возраста. К последним приурочен ботубинский продуктивный горизонт.

В интервале ботубинского горизонта вскрываемый разрез месторождения характеризуется аномально низкими пластовыми давлениями

(АНПД). Давления для ботуобинского горизонта составляет $R_{пл} = 14,0$ МПа при глубине залегания кровли ботуобинского горизонта – 1860-2010 м, в среднем – 1910 м. Дефицит давления в вендском водоносном комплексе составляет 4,0-4,5 МПа.

Изучение гидродинамической характеристики ботуобинского горизонта имеет важное значение с точки зрения обоснования режима работы нефтегазовых залежей и проектирования системы их разработки.

Большинство пластовых давлений замерены в период 1970-1992 гг. аналоговыми манометрами МГГ-270, МГН-2, МГН-400, имеющими класс точности не выше 0,4. То есть, допустимая инструментальная погрешность их замера составляла $\pm 1-1,6$ кг с/см^2 . Эти манометры имеют аналоговую запись, достоверность определения величины давлений, которыми зависит от точности установки бланков и аккуратности расшифровки, которая осуществлялась с помощью полевых компараторов. Вследствие этого фактическая точность была существенно ниже.

Для пластов О-I и О-II в пределах XXX-го месторождения на Рисунке 2.3. приведено распределение замеренных пластовых давлений по абсолютным глубинам.

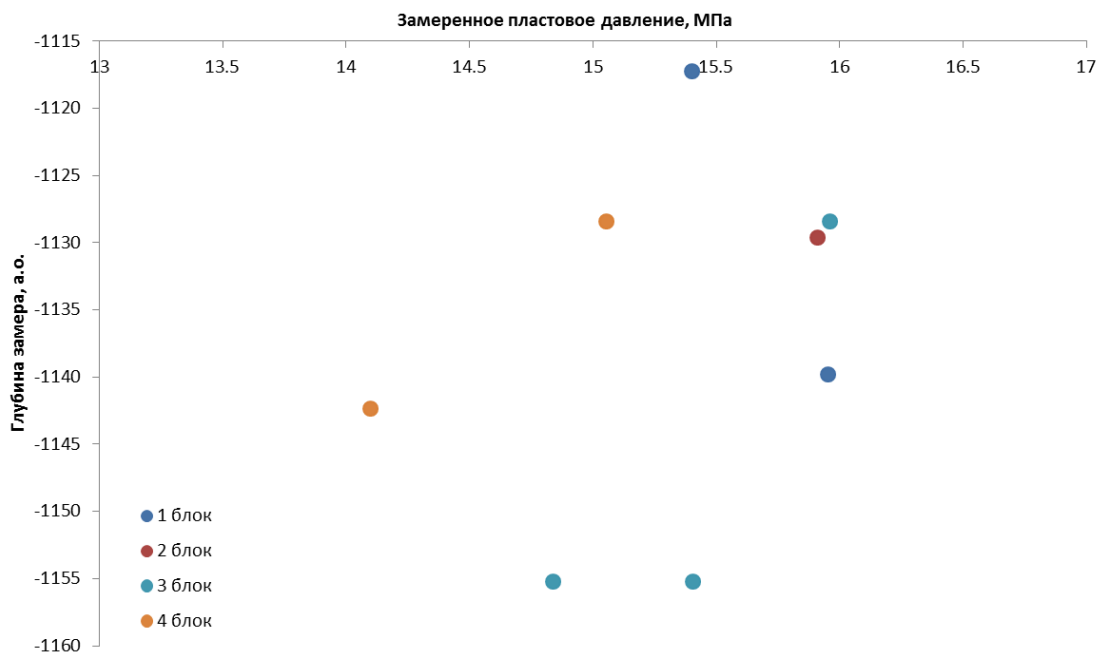


Рисунок 2.3 – Изменение пластового давления с глубиной для пластов О-I и ОП в пределах XXX-го месторождения

Фактический разброс замеров составляет порядка 2 МПа. При этом говорить о какой-либо тенденции увеличения пластового давления с глубиной не приходится.

Если отдельно рассматривать каждый блок в пределах Центрального блока, то, во-первых, для отдельных блоков количество замеров давления ограничивается одним, во-вторых, разброс значений в рамках блока значителен. Разброс значений пластового давления, возможно, связан с тем, что во время проведения замеров давление на забое не восстанавливалось полностью. Второй причиной может быть снижение пластового давления, вызванное отборами пластовых флюидов.

В условиях столь большой неоднозначности начальное пластовое давление на ГНК принято равным: для пласта О-I 15,6 МПа, для пласта О-II 15,7 МПа. Данные значения являются средними с учётом частичной отбраковки замеров ниже 14 МПа.

Подземные воды напорные. Глубина залегания пьезометрического уровня – 17,5-75,7 м.

2.6 Керновые исследования

Отбор керна проводился в процессе бурения с целью изучения литологии, стратиграфии, коллекторских свойств пород, выявления в разрезе возможно продуктивных пород.

За весь период отбор керна проводился: из нижнекембрийских отложений чарской, толбачанской, эльгянской, нелбинской, юрегинской, билирской свит; из венд-нижнекембрийских отложений юряхской свиты, из вендских отложений кудалахской, успунской, бюкской, курсовской свит и из отложений фундамента.

Наибольшее количество кернового материала отобрано в интервалах залегания осинского продуктивного горизонта билирской свиты и ботуобинского продуктивного горизонта бюкской свиты. Сведения о проходке с отбором керна, выносе керна из продуктивных пластов в скважинах Центрального блока и Курунгского ЛУ представлены в Таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Сведения о выносе керна из продуктивных пластов XXX-го месторождения

Горизонт	Пласт	Залеж ь	Число скважин с отбором керна	Проходка, м	Линейны й вынос керна, м	Вынос керна, %
Осинский	О-I		23	413,3	282,8	68,4
	О-II		18	252,2	168,1	66,7
Всего:			42	708,6	493,5	69,6
Ботуобински й	Bt- Vbk1	I	27	820,4	602,0	73,4
		II	8	178,1	119,8	67,3
		III	2	50,6	26,9	53,2
		IV	12	284,7	115,7	40,6
		V	9	231,3	194,9	84,3
Всего:			58	1565,1	1059,3	67,7

Макроописание керна исторического фонда разведочных скважин XXX-го нефтегазоконденсатного месторождения осуществлялось геологами Средне-Ленской НГРЭ ПГО «Ленанефтегазгеология». Микроизучение керна и

определения коллекторских свойств в основном выполнены в лабораториях ЯКТЭ и ЛЭИС ПГО «Ленанефтегазгеология» и ВНИИГИСа, а по отдельным скважинам – в лабораториях МИНХ и ГП, ВНИГРИ, ВНИИГАЗа, ВНИГНИ и Главтюменьгеологии.

Стандартные исследования керна пилотных стволов до 2013 года проводились институтом ИННГ СО РАН, специальные исследования – ОАО «ТомскНИПИнефть ВНК» и ЗАО «НИПИНЕФТЕГАЗ». Все исследования керна, отобранного с 2013 года, проводились в ООО «Корэтест сервис».

Открытая пористость определялась как методом Преображенского, при насыщении образцов моделью пластовой воды или керосином, так и газометрическим способом.

Газопроницаемость определялась методом стационарной фильтрации по воздуху и гелию на приборах ГК-5 и АРР-608.

Остаточная водонасыщенность определена в подавляющем большинстве случаев методом центрифугирования. Незначительный объем определений остаточной водонасыщенности выполнен методами капилляриметрии: 25 образцов – по скважинам № 7, № 9, № 13, № 25 [Драгунов и др., 1985, ф], 15 образцов – из № 70PL, 20 – из № 26PL, 32 образца – из № 99PL, 18 образцов – из № 1004PL и 40 – из 3278PL. При использовании капилляриметрии применялись мембраны, имеющие давление прорыва 3,5-4,0 кг/см².

Выполнено 40 определений остаточной водонасыщенности прямым, экстракционно-дистилляционным методом на герметизированных образцах керна, отобранного в скв. Сбт-85, вскрытие горизонта в данной скважине осуществлялось на растворе на нефтяной основе (РНО).

Карбонатность пород оценивалась более чем для 70 % выборки образцов, при этом оценивалось отдельно содержание кальцита и доломита.

В процессе бурения с целью уточнения геологического строения и определения фильтрационно-емкостных свойств пород производился отбор керна в пределах карбонатных отложений осинского горизонта (пласты О-I, О-

II). С отбором керна в пределах пластов О-I и О-II пройдено 413,3 м и 252,2 м, соответственно. Вынос керна, для данных пластов, составил 282,8 и 168,1 м, соответственно. Пласт О-I освещен керном в 23 скважинах, пласт О-II освещен керном, отобранного из 18 скважин.

Таким образом, кернаым материалом изучены срезы 61 скважин, общая проходка с отбором керна продуктивных пластов Vt-Vbk1 , О-I и О-II составила 2230,6 м, линейный вынос – 1510,2 м, или 67,7 % от общей проходки с отбором керна.

2.7 Физико-литологическая характеристика

Осинский продуктивный горизонт, выделенный в составе кембрийского регионального макрорезервуара и сложенный карбонатными осадками разного генезиса, широко распространен в пределах Непско-Ботубинской нефтегазовой области.

Существуют мнения ряда исследователей: Москвитина И.Е, Ковтуна А.С., Колосова П.Н. и др. о рифогенной природе осинского горизонта. В частности, Колосов П.Н. относит породы осинского горизонта нижнего кембрия к органогенным (рифогенным) образованиям.

Во время формирования отложений осинского горизонта (билирская свита) вся территория Непско-Ботубинской антеклизы (НБА) была областью, подвергшейся обширной морской трансгрессии, которая обусловила накопление доломитово-известковистых осадков. Сульфатизация и засоление имели вторичный характер. На ряде участков НБА формируются некомпенсированные прогибы, окаймленные водорослевыми прослойками рифогенной природы.

Разрез осинского горизонта неоднороден по площади, характеризуется сложным породным составом.

Пачка массивных карбонатов верхнебилирской подсвиты, которая имеет очень сложный литологический состав, определенный как генетической

природой первичных осадков, так и характером и интенсивностью их вторичной преобразованности. Мощность этой пачки непостоянна, изменяется от 10-12 до 55 м. Именно к этой пачке в определенных случаях и приурочены зоны промышленных коллекторов (пласт О-I осинского горизонта).

Пласт О-I характеризуется сильной изменчивостью. Общие толщины пласта О-I меняются в пределах Центрального тектонического блока от 21 до 55 м. Сокращение толщин наблюдается в направлении с юга на север. Коллекторы в пределах пласта имеют ограниченное распространение (не проявляя при этом, какой-либо выдержанной площадной закономерности) и в ряде скважин полностью отсутствуют (скв. Сбт-17, 46, 57, 71, 86).

Эффективная толщина коллектора изменяется от 1,2 м (скв. Сбт-18) до 32,2 м (скв. Сбт-92).

В скважине № Сбт-124 пласт О-I выделен в интервале 1512,89-1561,5 м (-1110,4-1158,2 м), толщиной – 47,8 м, пробурен с отбором керна. Вынос керна – 21,4 м, что составляет 100 % от проходки с отбором керна.

Пласт О-I представлен известняками доломитовыми, сильно нефтенасыщенными с зернистой структурой, доломитами серыми, темно-серыми сильно известковыми с реликтами зернистой структуры, доломитами светло-серыми слабо известковистыми с многочисленными примазками аргиллитов, доломитами пятнистыми за счет пропитки нефти, кавернозными.

Поры и каверны размером до 2 см, встречаются до 5 см, отмечается увеличение размера вниз по разрезу. В крупных кавернах хорошо виден галит, кальцит, также отмечается ангидритизация в виде линз и включений. Интенсивность процессов ангидритизации и засоления увеличивается вверх по разрезу.

Флюидоупором для пласта О-I осинского горизонта билирской свиты являются: доломиты глинистые и аргиллиты доломитовые, серые, местами до темно-серых, с субгоризонтальной тонкой, волнистой и косой слоистостью; доломиты светло-серые ангидритизированные; доломиты серые глинистые с

ангидритом; доломиты серые с микрослойками галита; каменная соль массивная серая, светло-серая, с коричневым оттенком.

Пласт О-II. На территории Центрального тектонического блока толщина пласта О-II изменяется от 21 до 51 м. Коллекторы присутствуют практически во всех скважинах, за исключением скважины № Сбт-35. Эффективная толщина коллектора изменяется от 2,3 м (скв. Сбт-94) до 22,8 м (скв. 3389).

На глубине залегания пласта О-II билирской свиты отбор керн не производился или характеризуется малым выносом. Данные о каменном материале в скважинах № Крн-2771, № Сбт-1, № Сбт-18, № Сбт-25, № Сбт-29, № Сбт-30, № Сбт-31, № Сбт-37, № Сбт-50, № Сбт-56, № Сбт-63, № Сбт-70 не информативны, т.к. отбор керн в среднем с 50 % выносом и проводился не по всему интервалу горизонта.

Особенностью отложений пласта О-II на площади является отсутствие солей в кровле и подошве пласта, как наблюдается на соседней территории (Иркутская область).

Наиболее охарактеризована каменным материалом скважина № Сбт-14, в которой пласт О-II выделен в интервале 1553,2-1580,0 м (-1162,4-1189,2 м), толщиной – 26,8 м. Вынос керн – 25,7 м, что составляет 96 % от проходки с отбором керн.

Согласно имеющимся данным пласт О-II сложен доломитом серым, коричневатом-серым, плотным, местами, глинистым, пропластками кавернозным, наблюдались сильные выделения нефти, запах газа, также доломитом серым, массивным, сильно глинистым с мощными пропластками аргиллита зеленовато-серого. По разрезу установлены включения ангидрита.

Покрышка пласта О-II, сравнительно с соседней территорией (Иркутская область), имеет минимальную толщину, в среднем это 1,9 м. В скважине № Сбт-56 интервал, определенный как покрышка, охарактеризован керном и представлен доломитом серым, местами, тёмно-серым, с прослойками аргиллитов, крепким, трещиноватым. В нижней части интервала доломиты

сильно глинистые, переходящие в доломитизированные аргиллиты.

Таким образом, для осинского горизонта билирской свиты нижнекембрийских отложений характерны следующие основные особенности:

- породы осинского горизонта относят к органогенным (рифогенным) образованиям;
- формирование пород отложений осинского горизонта подвергалось обширной морской трансгрессии, которая обусловила накопление доломитово-известковистых осадков;
- пласт О-I представлен преимущественно известняками доломитовыми, пласт О-II сложен доломитом серым.

2.8 Фильтрационно-емкостные свойства

Петрофизическая характеристика пород-коллекторов в пределах центрального блока и Курунгского ЛУ ХХХ-го нефтегазоконденсатного месторождения приведена для продуктивных пластов О-I и О-II.

Фильтрационно-емкостные свойства пласта О-I характеризуются изменениями открытой пористости от 0,17 до 21,8 %, при среднем значении – 5,6 %; проницаемость – от 0,001 до 553,0 мД, среднее значение – 0,664 мД; остаточная водонасыщенность – от 3,0 до 94,2 %, среднее значение составляет 28,6 %. В интервалах коллекторов диапазон изменения открытой пористости по керосину составляет от 6,01 до 21,8 % при среднем значении – 9,0 % (8,1 % в зоне C_1 по скважине № 69); проницаемость изменяется от 0,020 до 553,0 мД, среднее значение – 1,9 мД; остаточная водонасыщенность – от 3,0 до 63,8 % при среднем значении – 24,3 %.

Пористость пласта О-II изменяется от 0,11 до 21,5 %, при средней величине пористости 6,2 %. Изменение проницаемости по данным керна происходит от 0,001 до 33,0 мД, среднее значение абсолютной газопроницаемости составляет 0,273 мД. Остаточное водонасыщение пласта расположено в диапазоне 9,7-97,1 %, среднее значение составляет 40,8 %. В

интервалах коллекторов открытая пористость изменяется от 6,09 до 20,5 %, среднее значение составляет 10,6 % (7,02 % – в зоне C_1 по скв. 25); проницаемость – от 0,001 до 33,0 мД, при среднем значении – 1,083 мД; изменение остаточной водонасыщенности происходит от 9,7 до 95,1 %, при среднем значении – 32,2 %.

Далее приведены гистограммы распределения пористости в интервале осинского горизонта.

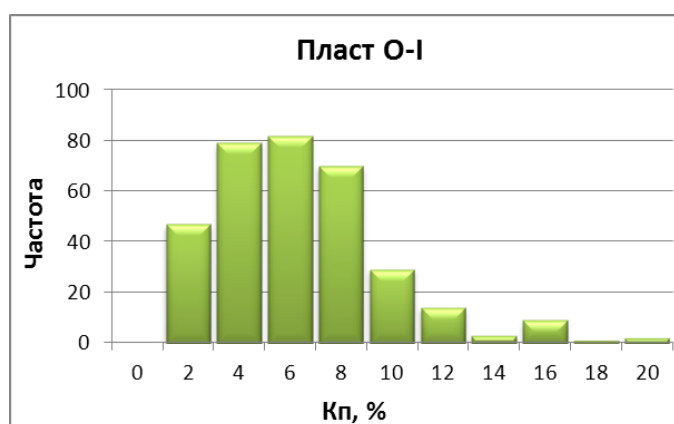


Рисунок 2.4 – Распределение пористости по керну для пласта О-I

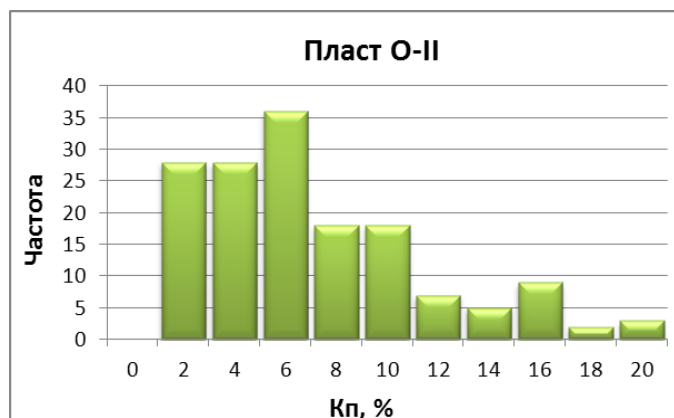


Рисунок 2.5 – Распределение пористости по керну для пласта О-II

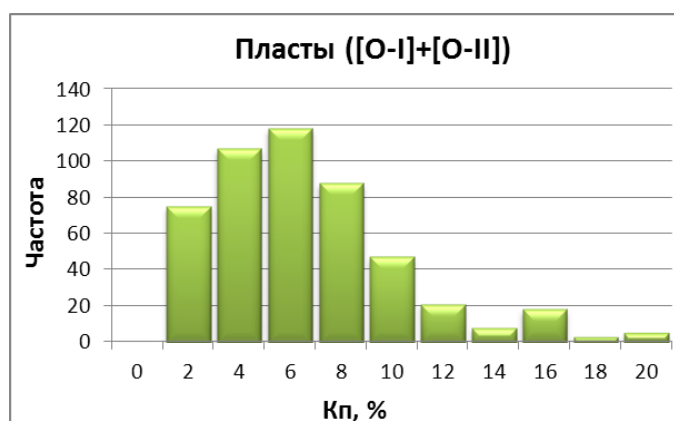


Рисунок 2.6 – Распределение пористости по керну для осинского горизонта (пласты O-I+O-II)

Гистограммы распределения проницаемости в интервалах пластов O-I, O-II и O-I+O-II приведены на Рисунках далее.

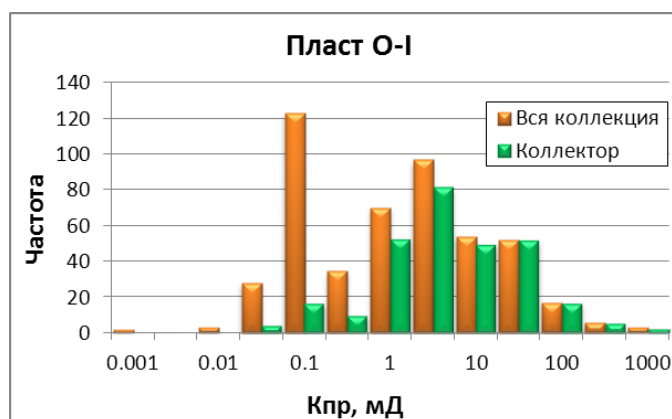


Рисунок 2.7 – Распределение проницаемости по керну для пласта O-I

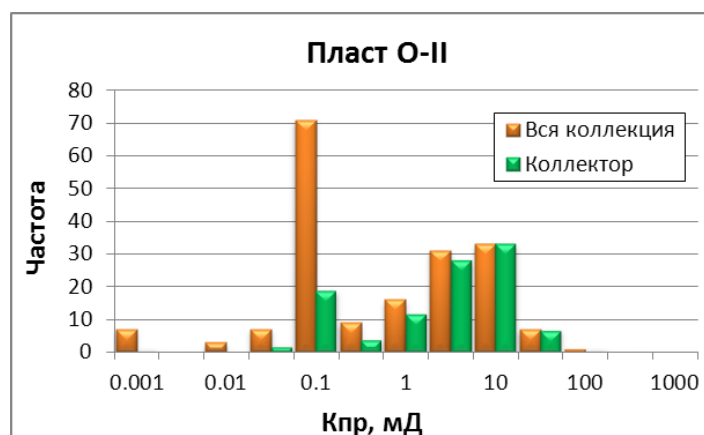


Рисунок 2.8 – Распределение проницаемости по керну для пласта O-II

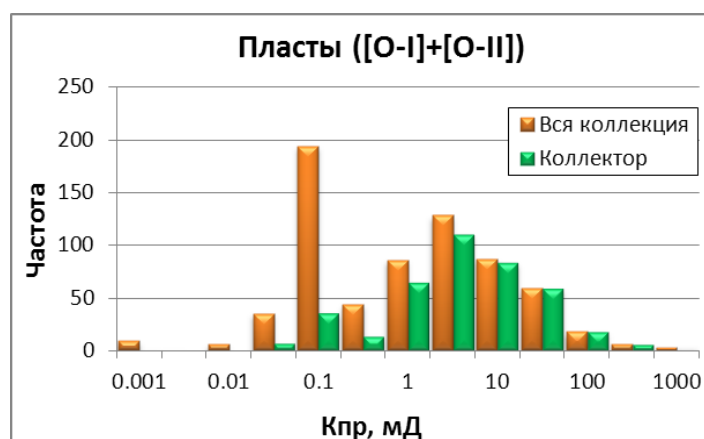


Рисунок 2.9 – Распределение проницаемости по керну для осинского горизонта (пласты O-I, O-II)

Гистограммы остаточного водонасыщения (центрифуга) в интервале осинского горизонта представлены далее.

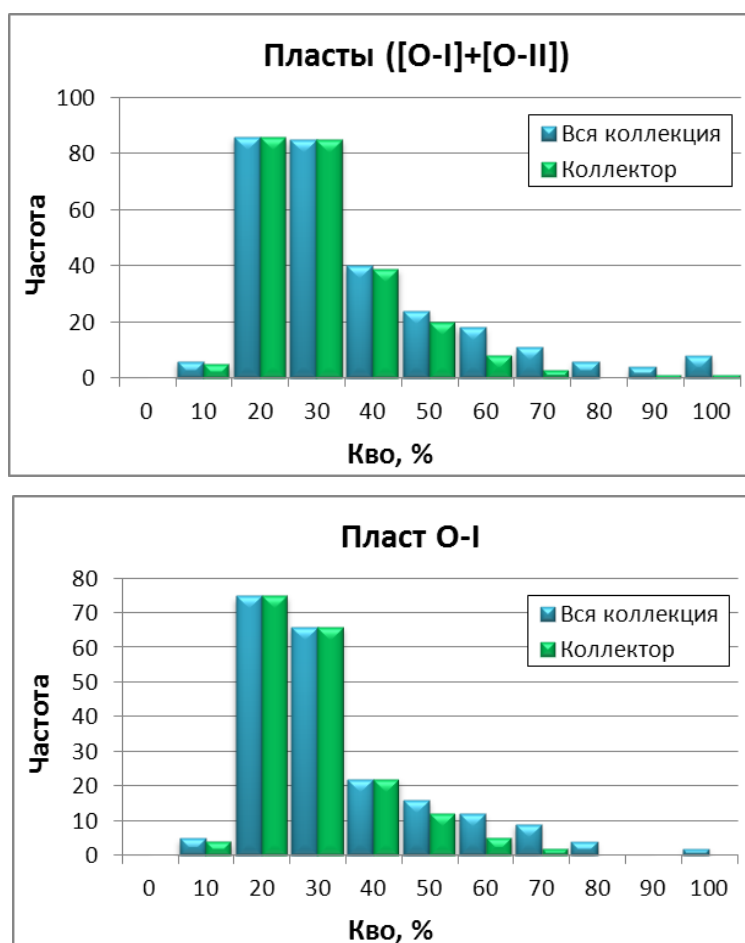


Рисунок 2.10 – Распределение остаточной водонасыщенности по керну для пласта O-I

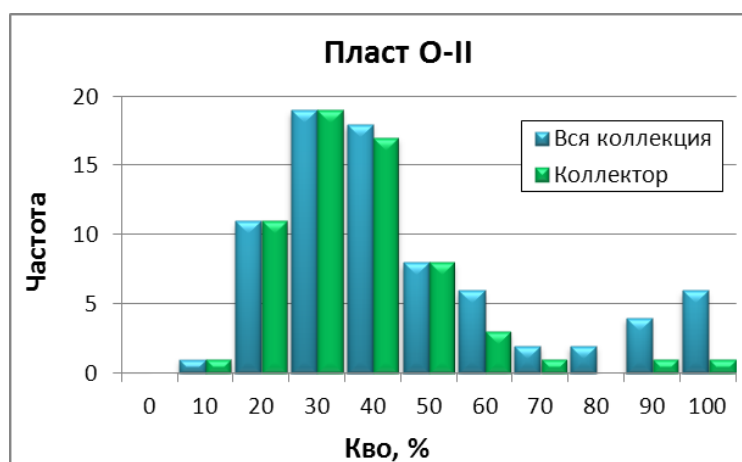


Рисунок 2.11 – Распределение остаточной водонасыщенности по керну для пласта О-II

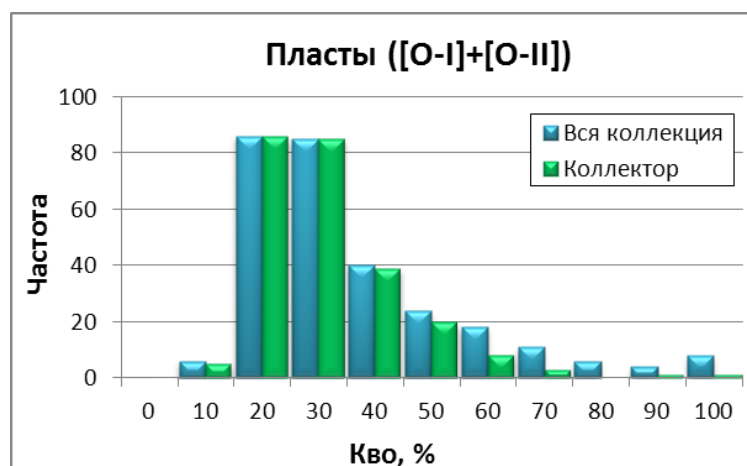


Рисунок 2.12 – Распределение остаточной водонасыщенности по керну для осинского горизонта (пласты О-I, О-II)

Таким образом, фильтрационно-емкостные свойства коллектора по комплексу геофизических исследований и петрофизических исследований керна с учетом корректировки по данным ГДИ уточнены при построении гидродинамической модели.

Таблица 2.2 – Характеристика коллекторских свойств и нефтегазонасыщенности продуктивных горизонтов XXX-го месторождения

Метод определения	Наименование	Проницаемость, $\text{мкм}^2 \times 10^{-3}$	Пористость, %	Остаточная водонасыщенность, %	Начальная нефте-/газонасыщенность, %
Осинский горизонт (Пласт О-I+О-II)					
Лабораторные исследования керна	Количество скважин, шт.	12	13	10	-
	Количество образц., шт.	341	246	190	-
	Среднее значение	1,7	8,5	28,9	-
	Интервал изменения	0,001-553,0	2,9-17,1	3-95,1	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин, шт.	-	66	-	-
	Количество опред., шт.	-	919	-	-
	Среднее значение	-	8,8	-	-
	Интервал изменения	-	6,1-18,1	-	-
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин, шт.	1	-	-	-
	Количество опред., шт.	1	-	-	-
	Среднее значение	0,7	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	-	-

2.9 Геологическая модель

Построение трёхмерных геолого-технологических моделей продуктивных горизонтов XXX-го месторождения выполнено в соответствии с действующими регламентными документами РД 39-0147035-214-86, РД 153-39.0-047-00 и методическими указаниями «по построению постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газовых месторождений».

Базовым компонентом компьютерной технологии создания моделей продуктивных пластов Bt-Vbk1 и О-I-II XXX-го месторождения является интегрированная программно-техническая система, включающая следующие специализированные программные и технические комплексы:

Программные комплексы геологического моделирования (ГМ) – «IRAP RMS 2012» (Roxar Emerson), «Petrel 2014» (Shlumberger).

Гидродинамический симулятор Tempest-More (Roxar Emerson).

Данное программное обеспечение имеет соответствующую сертификацию.

В рамках проектной работы выполнено построение геологической модели ботубинского горизонта (пласт Bt-Vbk1) в геологическом симуляторе IRAP RMS 2012, геологической модели осинского горизонта (пласт Ос-I-II) в геологическом симуляторе Petrel 2014, фильтрационной модели нефтегазонасыщенной части ботубинского горизонта (залежи 1, 2, 5), фильтрационной модели залежи свободного газа ботубинского горизонта (залежи 3, 4), фильтрационной модели осинского горизонта.

Фильтрационные модели нефтегазонасыщенной залежи и залежи свободного газа ботубинского горизонта допускают объединение в единую фильтрационную модель.

2.9.1 Корреляция продуктивных пластов

Кровля осинского горизонта прослеживается по повышенным значениям

ГК и пониженным значениям АК. Подошва четко выделяется по резкому уменьшению значений ГК и повышению НГК. Пример схемы корреляции по скважинам представлен на Рисунке 2.13.

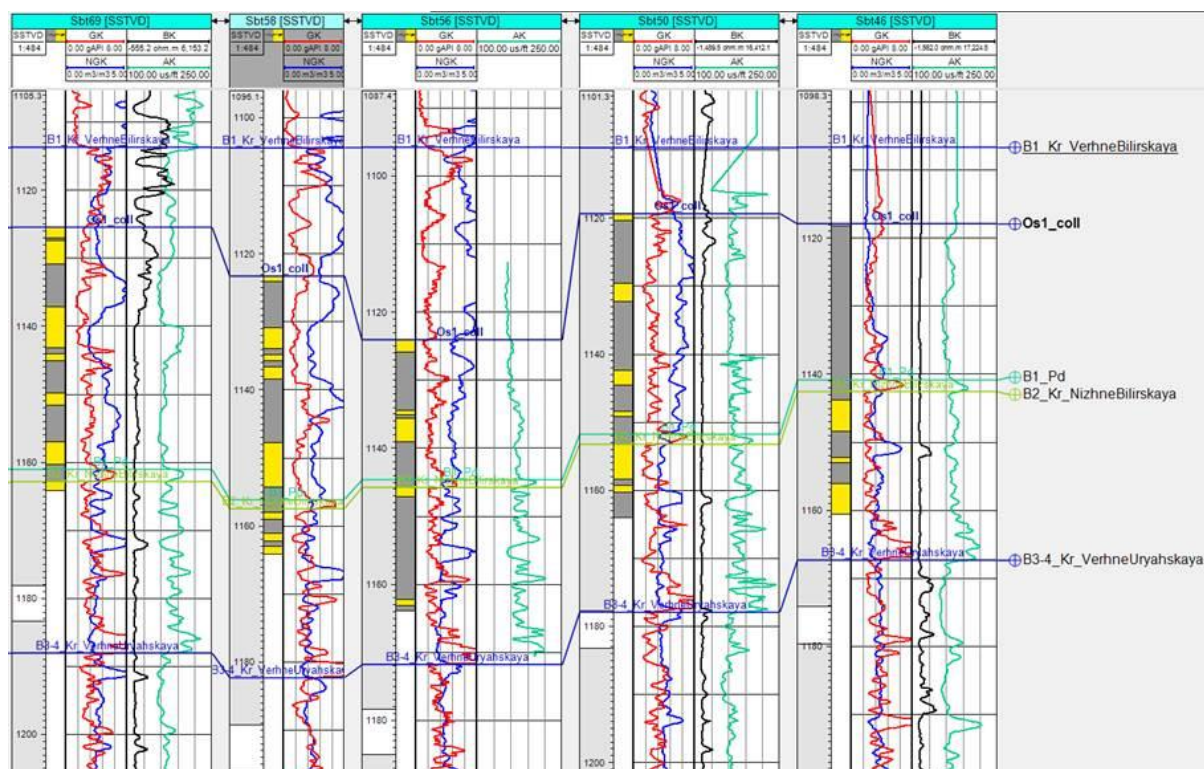


Рисунок 2.13 – Пример схемы корреляции осинского горизонта

2.9.2 Параметры модели

При построении Объемная сетка (grid) является важнейшим структурно-функциональным компонентом ГМ и представляет собой объемное поле в координатах X, Y, Z, каждая ячейка которого характеризуется признаком породы (коллектор-неколлектор) и значениями свойств пород (начальная нефтенасыщенность, пористость, проницаемость и т.д.).

При обосновании латеральных размеров объемных сеток и параметров ГМ ХХХ-го месторождения учитывался комплекс факторов, в числе которых наиболее важными являются:

- местоположение на структуре, форма, размеры и ориентация залежей УВ;

- целесообразность моделирования в дальнейшем нескольких пластов в пределах единой расчетной области;
- шаг проектной сетки скважин;
- особенности расположения зон выклинивания по разрезу и по латерали моделируемых объектов;
- особенности структурных нарушений.

Учитывая вышеперечисленные и прочие факторы, были определены оптимальные плановые размеры и конфигурация расчетной области для каждого из объектов геолого-гидродинамического моделирования.

Область моделирования для пластов О-I и О-II составила $59,7 \times 72,0$ км. Размеры элементов геологической сетки (ячеек) определялись на основе характера внутреннего строения отложений и степени разбуренности месторождения. Шаг сетки по горизонтали был выбран 100×100 м – для О-I и О-II.

По материалам сейсмических работ выделяются тектонические нарушения, которые были включены в структурный каркас моделей. Сетка геологических моделей повернута на 20 градусов на северо-запад вдоль основного разлома, пересекающего все месторождение. Это позволило минимизировать количество ячеек модели, а также более корректно описать сетку вблизи разломов.

С целью учета принципов осадконакопления и сохранения геометрической связанности разновозрастных отложений, разбиение сетки на слои осуществлялось между стратиграфическими границами пластов. Моделируемые горизонты залегают без несогласия в кровле и подошве, в связи с чем, сеточная область моделируемых пластов О-I и О-II разделялась на равное количество слоев (использовался пропорциональный тип «нарезки»).

Разбивка пласта на ячейки по латерали и вертикали выполнялась так, чтобы обеспечить достаточное описание геологического строения, в частности, описания литологических границ и выделения глинистых и

карбонатизированных прослоев.

Основные параметры сеточных областей моделируемых объектов сведены в Таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Характеристики сеточных областей геологической модели

Пласт	Размеры сеточной области, км	Размеры ячеек, м	схема «нарезки»	Кол-во слоев	Средняя мощность слоя, м	Всего ячеек
О-I	59,7×72,0	59,7×72,0	пропорциональная	137	0,30	62 977 530
О-II				85	0,30	39 073 650
Bt-Vbk1	41,6×165,0	41,6×165,0		87	0,30	59 716 800

2.9.3 Структурный каркас

Как правило, построение структурно-стратиграфического каркаса включает в себя следующие этапы:

- детальная корреляция продуктивных горизонтов;
- построение реперных поверхностей;
- создание стратиграфических поверхностей пластов;
- построение структурных карт по кровлям и подошвам коллекторов для каждого пласта.

При структурном моделировании были использованы следующие данные:

- координаты устьев и альтитуды по скважинам;
- данные инклинометрии скважин;
- разбивки скважин пластов;
- структурные поверхности, полученные в результате интерпретации материалов сейсморазведочных работ.

Трехмерный каркас Осинского горизонта состоит из двух зон, каждая из которых соответствует пластам О-I и О-II (**Ошибка! Источник ссылки не найден.**), выделяется в отложениях билирской свиты нижнего кембрия. Пласты разделены между собой перемычкой небольшой толщины от 1,3 м (скважина № Крн-2771) до 3,2 м (скважина № Сбт-35), среднее значение в пределах

Центрального тектонического блока составляет 1,9. С точки зрения литологии, перемычка представлена доломитами серыми, местами – тёмно-серыми, с прослойками аргиллитов, крепкими, трещиноватыми, в нижней части – доломитами сильно глинистыми, переходящими в доломитизированные аргиллиты.

Пласт О-II соответствует нижней, подосинской пачке билирской свиты. В пределах XXX-го НГКМ, отложения пласта имеют чисто карбонатный состав и обладают коллекторскими свойствами. Пласт О-I выделяется в верхнебилирской подсвите, представлен переслаиванием известняков доломитизированных, кавернозных и глинистых доломитов.

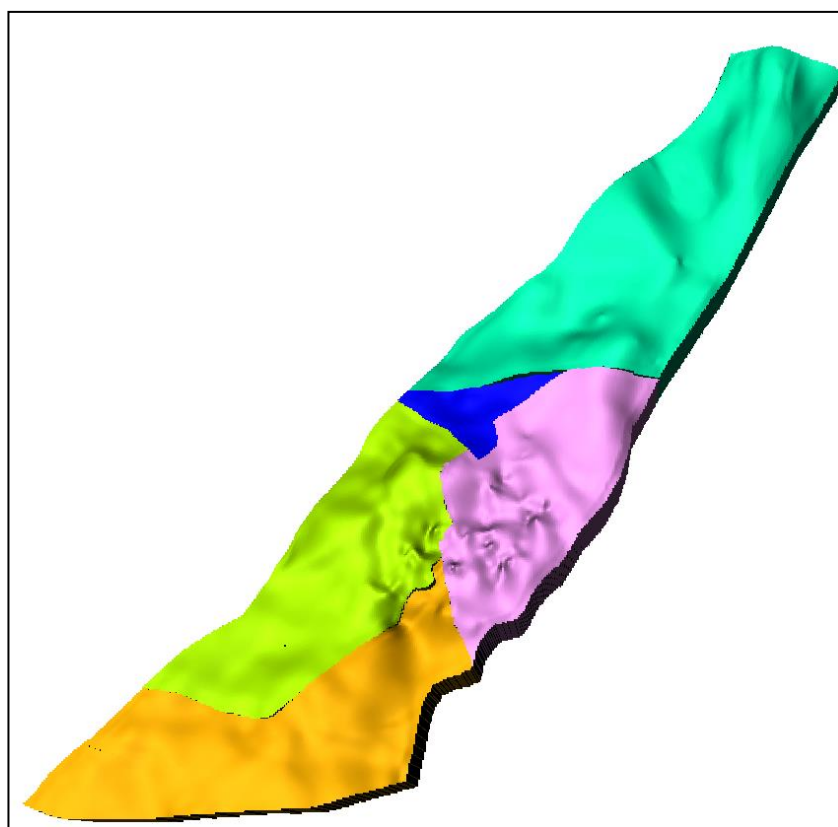


Рисунок 2.14 – Структурно-тектонический каркас пластов О-I+О-II

2.9.4 Распределение фаций и фильтрационно-емкостных свойств

Вопрос детального воссоздания параметра литологии в межскважинном пространстве носит предопределяющий характер, поскольку распределение коллекторов в объеме пласта в значительной степени влияет на прогноз технологических показателей разработки и, следовательно, на степень пригодности геологической модели для дальнейших расчетов.

В качестве исходных данных для построения модели литологии использовалась следующая информация:

- результаты интерпретации материалов ГИС (кривая коллектор-неколлектор);
- вертикальные тренды (ГСР).
- Создание модели литологии включает следующие этапы:
- построение дискретного куба литологии;
- получение непрерывного куба «песчанистости» (доли коллектора) путем арифметического осреднения 20-ти реализаций расчета дискретного куба литологии.
- чтобы максимально учесть неоднородность пластов, для дискретизации модели использовалось граничное значение 0,5, которое контролировалось картой эффективных толщин. В результате была получена дискретная модель литологии, которая отражает пространственное распределение коллектора в межскважинном пространстве.

Результирующий куб литологии содержит целочисленные значения: 1 (коллектор) и 0 (неколлектор). Разрез по кубу литологии представлен на Рисунке 2.15.

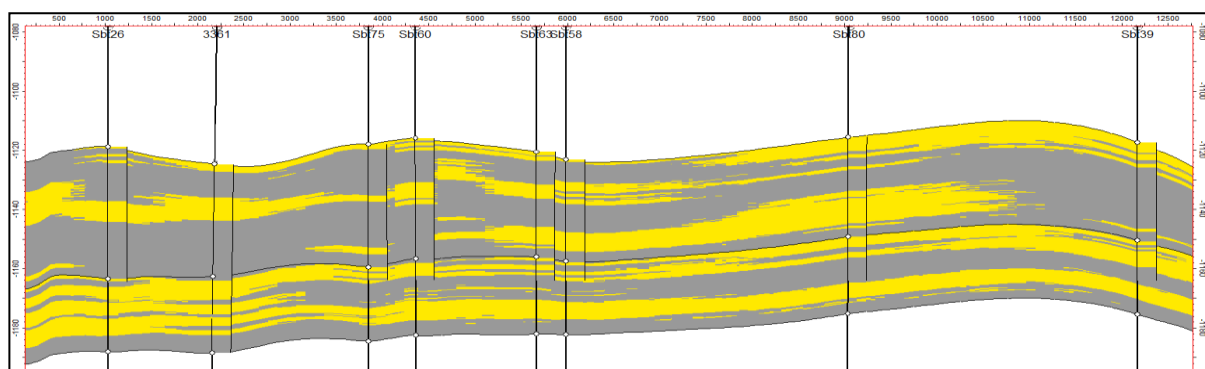


Рисунок 2.15 – Разрез по кубу литологии осинского горизонта

Петрофизическое моделирование в ПК «Petrel 2014» основано на методе «Kriging», который, в свою очередь, подразумевает использование вариограмм, построенных по моделируемому параметру.

Высокая плотность сетки скважин, пробуренных на месторождении, позволила построить удовлетворительные вариограммы и определить ранги корреляции. Тем не менее, был построен ряд тестовых литологических моделей с разными рангами корреляции с целью определения наиболее «геологичного» распределения пропластков коллекторов в объеме пласта.

Принятые при моделировании величины рангов вариограмм представлены в Таблице 2.4. Принятый тип вариограмм – сферический, азимут основного вектора эллипсоида – 20 градусов.

Таблица 2.4 – Принятые при моделировании ранги вариограмм пластов О-I, О-II

Пласт	Ранги вариограмм по направлениям, м		
	Главное	Второстепенное	Вертикальное
О-I	4500	3000	3,0
О-II	4500	3000	3,0

После распространения по объему пласта параметра литологии ячейкам коллектора присваиваются петрофизические свойства.

При построении модели открытой пористости, также, применялся

инструмент детерминистического петрофизического моделирования Petrophysical modeling. С тем, чтобы «проконтролировать» распределение пористости в геологических моделях, на этапе анализа данных была использована следующая последовательность трансформаций:

- задание интервала изменения моделируемого параметра (от граничного значения по керну до максимального значения по данным РИГИС);
- задание среднего значения;
- задание трансформации, преобразующей данные к нормальному распределению.

Построение куба проницаемости ($K_{пр}$) по осинскому объекту осуществлялось согласно петрофизической зависимости, принятой в подсчете запасов, в которой в качестве аргумента использовались построенные ранее модели пористости.

Таблица 2.5 – Характеристики выделенных классов коллектора

Пласт	Зависимость проницаемости от пористости
О-I	$K = 0.0383 * e^{(0,408 * K_n)}$
О-II	$K = 0.0133 * e^{(0,349 * K_n)}$

Таблица 2.6 – Сопоставление результатов интерпретации данных ГИС с их осреднением на сеточную область геологической модели (в ячейках, через которые проходят траектории скважин)

Параметр	РИГИС	Модель	Расхождения	
			абс. ед.	%
1	2	3	4	5
Пласт О-I+О-II				
Эффективная толщина, м	15,9	16,0	0,1	0,6
Толщины проницаемых пропластков, м	2,5	2,5	0,0	0,0
Расчлененность, д.ед.	6,4	6,4	0,0	0,0
Коэффициент песчанистости, д.ед.	0,36	0,36	0,00	0,0
Коэффициент пористости, д.ед.	0,09	0,09	0,00	0,0

2.9.5 Распределение насыщения

Моделирование куба начальной нефтегазонасыщенности в геологической модели не проводилось в виду отсутствия петрофизических зависимостей. Для подсчета геологических запасов нефти в геологической модели значения нефтенасыщенности принимались константами в соответствии с утвержденными в ОПЗ значениями.

2.9.6 Оценка запасов

Обязательным условием было совпадение величин запасов нефти и средних коэффициентов нефтенасыщенности, полученных по модели и при подсчете запасов. В Таблице 2.6. ниже приведено сопоставление подсчетных параметров и начальных геологических запасов нефти и газа, подсчитанных на 3D геологической модели с утвержденными значениями. Расхождения не превышают 5 %, что находится в полном соответствии с требованиями действующих нормативных документов («Методические рекомендации по проектированию разработки нефтяных и газонефтяных месторождений», Москва, 2007).

Таблица 2.7 – Сопоставление начальных геологических запасов газа и подсчетных параметров газа, подсчитанных по 3D геологической модели пласта О-I+О-II XXX-го месторождения со значениями ПЗ

Параметр	Ед. изм.	Подсчет запасов	Модель	Расхождение	
				абс. ед.	%
1	2	3	4	5	6
Курунгский ЛУ					
Начальные геологические запасы газа	млн. м3	4 808	4 958	150	3,1
Объем газонасыщенных пород	тыс. м3	328 992	321 917	-7 075	- 2,2
Площадь газоносности	тыс. м2	116 375	110 673	-5 702	- 4,9
Средняя эффективная газонасыщенная толщина	м	2,83	2,91	0,1	2,9
Средний коэффициент пористости (газовая часть)	д. ед.	0,08	0,079	0,0	- 1,3
Средний коэффициент начальной газонасыщенности	д. ед.	0,80	0,80	0,0	0,0
Центральный ЛУ					
Начальные геологические запасы газа	млн. м3	36 596	35 298	-1 298	- 3,5
Объем газонасыщенных пород	тыс. м3	2 503 769	2 389 924	-113 845	- 4,5
Площадь газоносности	тыс. м2	419 483	398 928	-20 555	- 4,9
Средняя эффективная газонасыщенная толщина	м	5,97	5,99	0,0	0,4
Средний коэффициент пористости (газовая часть)	д. ед.	0,08	0,082	0,0	2,5
Средний коэффициент начальной газонасыщенности	д. ед.	0,80	0,80	0,0	0,0
Итого					
Начальные геологические запасы газа	млн. м3	41 404	40 256	-1 148	- 2,8
Объем газонасыщенных пород	тыс. м3	2 832 761	2 711 841	-120 920	- 4,3
Площадь газоносности	тыс. м2	535 858	509 601	-26 257	- 4,9
Средняя эффективная газонасыщенная толщина	м	5,3	5,3	0,0	0,7
Средний коэффициент пористости (газовая часть)	д. ед.	0,08	0,081	0,0	1,3
Средний коэффициент начальной газонасыщенности	д. ед.	0,80	0,80	0,0	0,0

Таблица 2.8 – Сопоставление начальных геологических запасов нефти и подсчетных параметров нефти, подсчитанных по 3D геологической модели пласта О-I+О-II XXX-го месторождения со значениями ПЗ

Параметр	Ед. изм.	Подсчет запасов	Модель	Расхождение	
				абс. ед.	%
1	2	3	4	5	6
Курунгский ЛУ					
Начальные геологические запасы нефти	тыс. т	72 061	69 690	-2 371	- 3,3
Объем нефтенасыщенных пород	тыс. м3	1 377 639	1 324 538	-53 101	- 3,9
Площадь нефтеносности	тыс. м2	167 884	159 658	-8 226	- 4,9
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина	м	8,2	8,3	0,1	1,1
Средний коэффициент пористости (нефтяная часть)	д. ед.	0,087	0,088	0,0	1,1
Средний коэффициент начальной нефтенасыщенности	д. ед.	0,80	0,80	0,0	0,0
Центральный ЛУ					
Начальные геологические запасы нефти	тыс. т	235 235	239 825	4 590	2,0
Объем нефтенасыщенных пород	тыс. м3	4 497 133	4 471 929	-25 204	- 0,6
Площадь нефтеносности	тыс. м2	531 195	518 475	-12 720	- 2,4
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина	м	8,5	8,6	0,2	1,9
Средний коэффициент пористости (нефтяная часть)	д. ед.	0,087	0,089	0,0	2,3
Средний коэффициент начальной нефтенасыщенности	д. ед.	0,80	0,80	0,0	0,0
Итого					
Начальные геологические запасы нефти	тыс. т	307 296	309 515	2 219	0,7
Объем нефтенасыщенных пород	тыс. м3	5 874 772	5 796 467	-78 305	- 1,3
Площадь нефтеносности	тыс. м2	699 079	676 359	-22 720	- 3,2
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина	м	8,4	8,6	0,2	2,0
Средний коэффициент пористости (нефтяная часть)	д. ед.	0,087	0,089	0,0	2,3

На основании проведенной экспертизы можно сделать вывод, что

геологические модели пластов ботубинского и осинского горизонтов XXX-го месторождения соответствуют исходным скважинным данным, а также сложившимся представлениям о геологическом строении месторождения, и могут служить основой для гидродинамического моделирования. При сопоставлении подсчетных параметров и величин запасов, полученных по 2D и 3D модели, расхождения не превышают 5 %.

2.10 Фильтрационная модель

Решение задач гидродинамического моделирования в рамках данной работы подразумевает проведение расчётов технологических вариантов разработки объектов. Согласно методическим указаниям построения трехмерной фильтрационной модели, сеточный каркас модели должен содержать оптимальное количество ячеек, которое сохраняет неоднородность геологического разреза с одной стороны, и позволяет выполнять многочисленные расчёты за приемлемое время с другой.

Геологические модели объектов XXX-го месторождения содержат значительное количество ячеек, что не позволяет проводить расчёты за приемлемое время без предварительного огрубления сеток. Для моделей всех объектов выполнена процедура ремасштабирования (upscaling).

Итоговое количество ячеек модели осинского горизонта приведены в Таблице 2.9.

Таблица 2.9 – Сеточная размерность моделей объектов XXX-го месторождения

Объект	Модель	Число блоков сетки по трем направлениям			Общее число ячеек	Число активных блоков в модели
		NX	NY	NZ		
Осинский горизонт	Геолог.	597	720	222	95424480	4801800
	Фильтр.	597	720	37	15904080	1218245

Перенос и осреднение параметров с детальной геологической сетки на

фильтрационную осуществлялся с использованием следующих алгоритмов:

- Параметр песчаности в каждой ячейке рассчитывается путём осреднения с взвешиванием по геометрическому объёму. Находится эффективный объём как произведение геометрического объёма ячейки на её песчаность.
- Параметр пористости получается путём осреднения на основе взвешивания по эффективному объёму, причём осреднение происходит только в пределах коллекторов. Рассчитывается поровый объём как произведение эффективного объёма и пористости.
- Насыщенность определяется путём взвешивания параметра по поровому объёму.
- Абсолютная проницаемость рассчитывается методом диагонального тензора, основанного на соблюдении баланса однофазного фильтрационного потока в трёх главных направлениях в укрупнённой ячейке и ячейках геологической модели. В результате для каждого сеточного блока укрупнённой структуры рассчитываются три компоненты проницаемости (k_x , k_y , k_z).

Тензорный метод осреднения проницаемости позволяет сохранить геометрию потоков геологической модели.

Для расчёта тензорной проницаемости геологическая проницаемость должна учитывать коэффициент анизотропии.

Сопоставления запасов нефти и газа, а также объёмов нефте- и газонасыщенных пород, средних значений пористости и насыщенныхностей показывают, что отклонения параметров фильтрационной модели от данных геологической модели находятся в допустимых пределах.

2.10.2 Тип фильтрационной модели

Пласт О-I представлен известняками доломитовыми, сильно нефтенасыщенными с зернистой структурой, доломитами серыми, темно-серыми сильно известковыми с реликтами зернистой структуры, доломитами светло-серыми, слабо известковистыми с многочисленными примазками аргиллитов, доломитами пятнистыми за счет пропитки нефти, кавернозными.

Поры и каверны размером до 2 см, встречаются до 5 см, отмечается увеличение размера вниз по разрезу. Крупные каверны залечены отложениями галита и кальцита. Также отмечается ангидритизация в виде линз и включений. Интенсивность процессов ангидритизации и засоления увеличивается вверх по разрезу.

Пласт О-II сложен доломитом серым, коричневато-серым, массивным, плотным, местами глинистым, пропластками кавернозным, а также сильно глинистым с мощными пропластками аргиллита зеленовато-серого. По разрезу встречены включения ангидрита.

В целом, тип и свойства коллектора осинского горизонта позволяют рассматривать среду, как поровую (**Ошибка! Источник ссылки не найден.0**).

Таблица 2.10 – Физическая модель пористой среды

Объект	Литотип коллектора	Трещинноватость	Кавернозность	Тип коллектора	Модель среды
Bt-Vbk1	терригенный	нет	нет	поровый	одинарная
Ос	карбонатный	нет	слабая	поровый	одинарная

2.10.3 Свойства флюида

Согласно требованиям регламентных документов по построению фильтрационных моделей в части выбора модели углеводородов, рекомендуется использовать более простую модель, если позволяют термобарические условия залегания и разработки объектов.

Продуктивные горизонты XXX-го месторождения представлены нефтяными и газоконденсатными залежами при начальном пластовом давлении 15,6 Мпа (Ос-I-II), и начальной температуре 12 и 7 °С, соответственно.

При этом газоконденсатные залежи представляют собой газовые шапки над нефтяными залежами (объекты Vt-Vbk1 и Ос-I-II).

Потенциальное конденсатосодержание в газе по данным газоконденсатных исследований невысокое, 20,2 гр/м³. Столь незначительное содержание конденсата в газе позволяет считать малым влияние фазовых переходов отдельных компонент углеводородов на свойства нефти и газа, и рассматривать свободный газ как сухой газ.

Поскольку необходимые условия использования упрощённой модели углеводородов black oil выполняются, в фильтрационных моделях объектов XXX-го месторождения рассмотрены трёхфазные, четырёхкомпонентные модели флюидов.

Таблица 2.11 – Физическая модель пластовых жидкостей

Модель	Добываемые углеводородные компоненты	Рабочие агенты системы ППД	Модель у/в	Фазовый состав	Компонентный состав
Ос	нефть с растворённым газом, свободный газ	вода	Black oil	нефть, газ, вода	свободный газ, нефть, растворённый газ, вода

3 Анализ продуктивности многозабойных скважин с помощью аналитической модели

3.1 Методология

Многозабойные скважины связаны с увеличением расходов и дополнительными эксплуатационными проблемами, но экономика проекта может быть улучшена. Очевидно, что выбор конфигурации скважины чрезвычайно важен из-за увеличения стоимости многозабойной скважины и связанных с ней рисков. Для определения оптимальной конфигурации в качестве основного метода оценки эффективности могут использоваться простые аналитические модели для оценки продуктивности. Используя аналитические модели, можно получить продуктивности многозабойных конфигураций скважин, а технологические и экономические параметры могут быть рассчитаны на некоторый период времени. Такой подход дает возможность ранжировать различные многозабойные конфигурации скважин для конкретного резервуара. Следовательно, огромное количество различных конфигураций скважин может быть уменьшено.

В данной работе предлагается использовать аналитическую модель для выбора оптимального числа стволов многозабойной скважины. Это скажется на следующих исследованиях на динамической модели. Меньшее количество симуляций потребуется для определения наилучшего варианта, поскольку найдено оптимальное количество стволов многозабойной скважины.

Аналитическая модель Экономидеса использовалась в качестве основы для расчета и прогноза продуктивности различного количества стволов многозабойной скважины. В статье предлагается использовать индекс продуктивности в псевдостационарном режиме для долгосрочной оценки эффективности:

$$J = \frac{\bar{k}x_e}{887.22B\mu(p_d + \frac{X_e}{2\pi L}\Sigma s)} \quad (1)$$

где p_d – это безразмерное давление; $\sum s$ – скин за счет загрязнений, турбулентности, а также других факторов; \bar{k} – средняя проницаемость пласта ($\sqrt[3]{k_x k_y k_z}$); L – общая длина горизонтального ствола, а x_e – длина резервуара.

Обобщенное решение безразмерного давления начинается с раннего переходного режима и заканчивается псевдостационарным состоянием. Когда перераспределение давления достигло все границы, трехмерное p_d может быть разложено на одну двумерную и одну одномерную часть:

$$p_d = \frac{x_e C_H}{4\pi h} + \frac{x_e}{2\pi L} S_x \quad (2)$$

где C_H – коэффициент, который характеризует хорошо и конфигурацию резервуара и скважины в горизонтальной плоскости, а S_x – скин, который учитывает эффекты в вертикальной плоскости.

Таким образом, описанный подход может быть использован для оценки производительности горизонтальных и многозабойных скважин посредством применения коэффициента C_H , который может учитывать различные конфигурации скважины и резервуара. Определенный коэффициент формы был определен для всех конфигураций скважин с различным количеством стволов, которые рассматриваются в рамках работы. Резервуар является однородным и анизотропным. Предполагается однофазная фильтрация с постоянной вязкостью и сжимаемостью. Горизонтальная скважина и все ветви пробурены в горизонтальной плоскости.

Далее в работе, используя аналитическую модель Экономидеса, можно получить зависимость индекса продуктивности от безразмерного времени. Ось ординат удобно представить как показатель продуктивности, нормированный на индекс продуктивности базовой конфигурации, где базовая конфигурация – это одна горизонтальная скважины. Тогда можно получить зависимость дебита нефти от времени и, как результат, можно оценить общую добычу нефти.

Используя полученные данные, можно оценить экономические параметры (например, NPV), и конфигурации скважин с различным количеством стволов могут быть ранжированы с точки зрения их экономической привлекательности.

Верификация аналитического подхода проводится на основе результатов моделирования на динамической модели, с помощью которой идентичные конфигурации скважин с различным количеством стволов были рассчитаны.

3.2 Результаты и обсуждение

Описанный аналитический подход использовался для оценки оптимального числа стволов на XXX-ом месторождении. Прежде всего, была получена зависимость индекса продуктивности от безразмерного времени (Рисунок 3.1.). Индекс производительности нормализуется к индексу производительности базового случая (одиночная горизонтальная скважина). В начальный период прирост в дебите в 2, 3, 4 и 5 раз (по отношению к базовому случаю) для 2, 4, 6 и 8 стволов, соответственно. Но следует отметить, что в более поздний период происходит снижение показателей продуктивности из-за интерференции между стволами. Более того, чем больше число стволов, тем более значительное снижение.

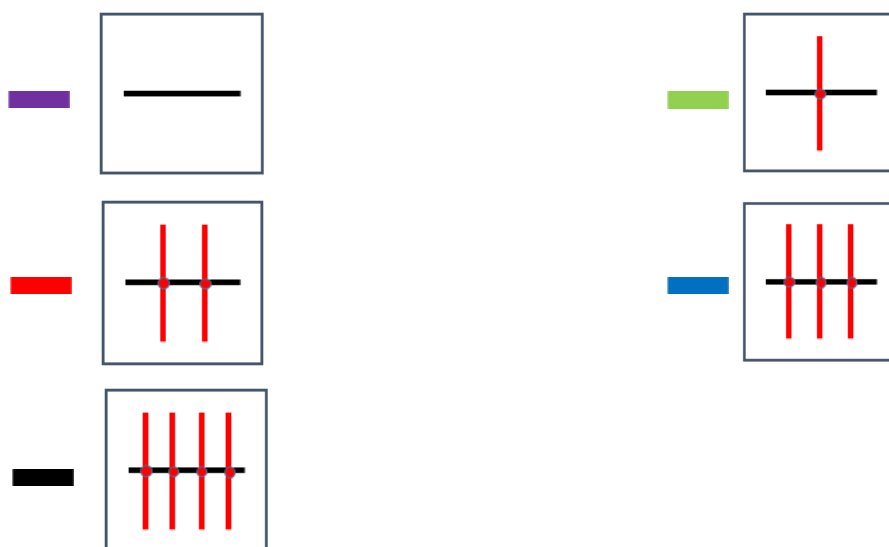
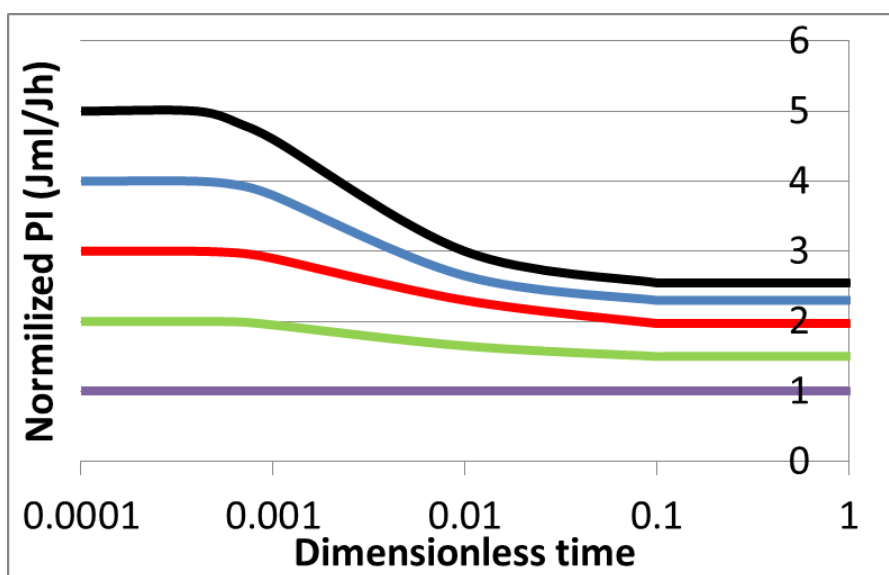


Рисунок 3.1 – Нормализованные индексы продуктивности от безразмерного времени

Затем был выполнен переход от безразмерных значений к размерным величинам. В результате была получена зависимость дебита нефти от времени (Рисунок 3.2.).

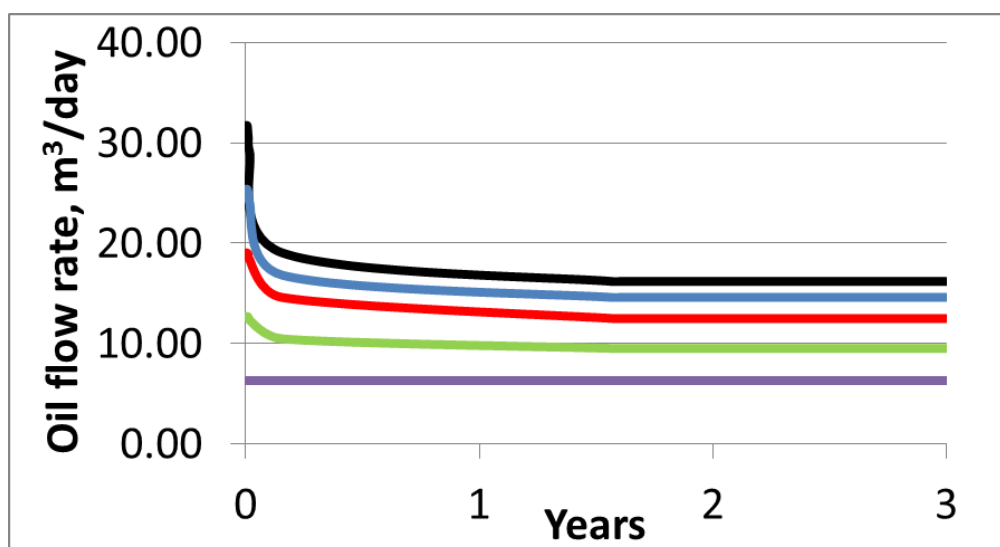


Рисунок 3.2 – Oil flow rate vs. time for various well configurations

Следующим шагом был расчет накопленной добычи нефти. 3-летний период был выбран для сравнения различных конфигураций, так как такого периода достаточно, чтобы выяснить, какой вариант лучше. Более того, в течение этого периода влияние двухфазной фильтрации и влияние снижения давления сводятся к минимуму. Это важно для верификации аналитической модели через расчеты на динамической модели.

Затем был найден NPV для каждого числа стволов (Рисунок 3.3.). Поведение графика NPV по отношению к числу стволов может помочь оценить их оптимальное количество. Например, для XXX-го месторождения лучшим вариантом является 2-3 ствола (Рисунок 3.3).

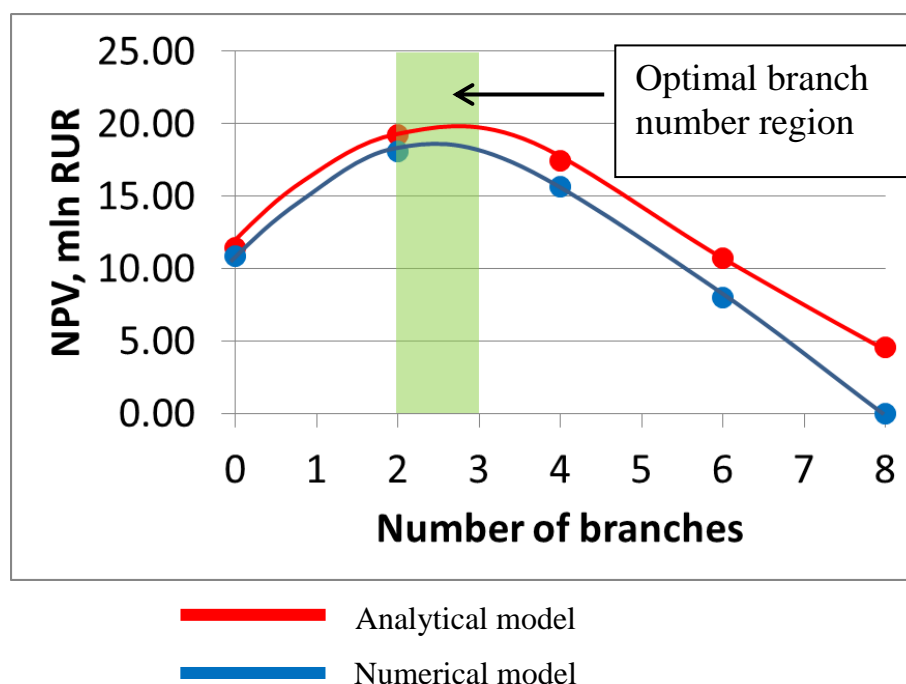


Рисунок 3.3 – NPV от количества стволов

Следующим шагом была верификация аналитического подхода. Для этой цели использовалась динамическая модель XXX-го месторождения. Моделирование проводилось с использованием секторной модели, которая имеет идентичные размеры и параметры (проницаемость, пористость, эффективная нефтенасыщенная толщина) как и аналитическая модели резервуара. Конфигурации скважин с различным количеством стволов были промоделированы, и накопленная добыча и NPV для каждого варианта были оценены (Рисунок 3.3.). Можно заметить, что между аналитическим и численным расчетом существует небольшая разница и получен аналогичный результат (оптимальное число ветвей равно 2-3). Разницу можно объяснить тем, что аналитическая модель не учитывает неоднородность по проницаемости, наличие двух фаз (из-за выделения газа, прорыва газа и воды) и снижения давления. По этим причинам общая добыча нефти и NPV, полученные по динамической модели, несколько занижены относительно аналитических расчетов.

Согласно верификации, можно сделать вывод, что описанный

аналитический подход, основанный на аналитической модели Экономидеса, может быть использован в качестве оперативного первичного метода для оценки оптимального числа стволов в многозабойной скважине. Очевидно, этот подход покажет лучшие результаты в коллекторе, который насыщен только одной фазой. Появление второй фазы (прорыв воды или газа, выделение газа) обязательно приведет к погрешностям в конечных результатах. Однако, согласно расчетам, было доказано, что описанный метод может быть использован как первичный метод даже при таких допущениях. Этот подход может быть использован до проведения численного моделирования, и поэтому общее число возможных конфигураций скважин может быть уменьшено.

Для последующих исследований численного моделирования рекомендуется использовать три ствола в многозабойных скважинах. Данное количество будет использоваться для всех конфигураций многозабойных скважин.

4 Численное моделирование

4.1 Методология

На этапе аналитического расчета было отмечено, что в целом многозабойные скважины могут обеспечить большую продуктивность, чем горизонтальные скважины. Кроме того, было решено использовать численное моделирование для сравнения многозабойных скважин с текущей стратегией разработки.

Также, стоит отметить, что XXX-ое месторождение характеризуется сложной структурой запасов, которые расположены в нефтяных оторочках и перекрываются газовой шапкой. Разработка таких зон осложняется ранним прорывом газа и воды. В таких условиях важно оптимизировать такие параметры разработки, как:

1. Оптимальная конфигурация скважины
2. Положение горизонтальной секции относительно ВНК и ГНК
3. Общая длина горизонтальной секции
4. Депрессия и дебит

На Рисунке 4.1. показана принципиальная схема оптимизации разработки нефтяной оторочки масла.

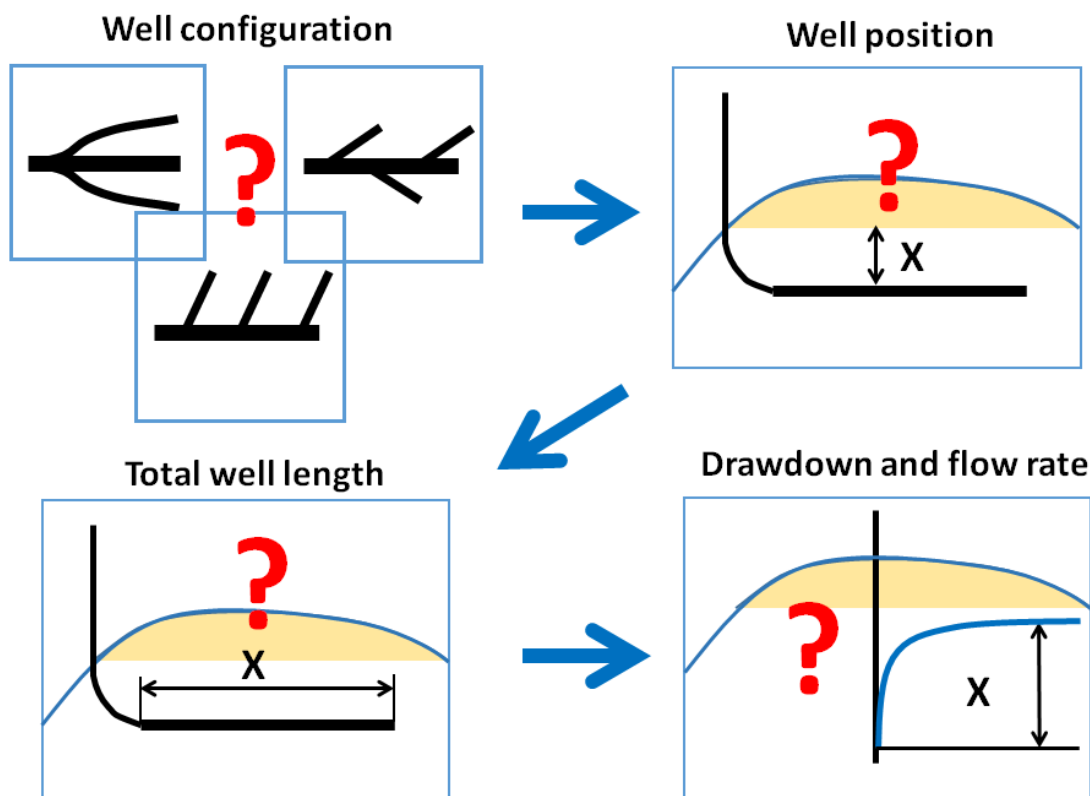


Рисунок 4.1 – Принципиальная схема оптимизации

Параметры разработки, описанные выше, могут быть оптимизированы и сопоставлены для разных вариантов с использованием динамической модели. Поэтому в качестве инструмента для процесса оптимизации разработки было выбрано численное моделирование. Все исследования проводились с использованием секторной модели XXX-ого месторождения, которая имеет приблизительно средние параметры месторождения и, следовательно, является репрезентативной. В пределах секторной модели (Рисунок 4.2.) имеется 5 скважин (4 добывающих и 1 нагнетательная скважина).

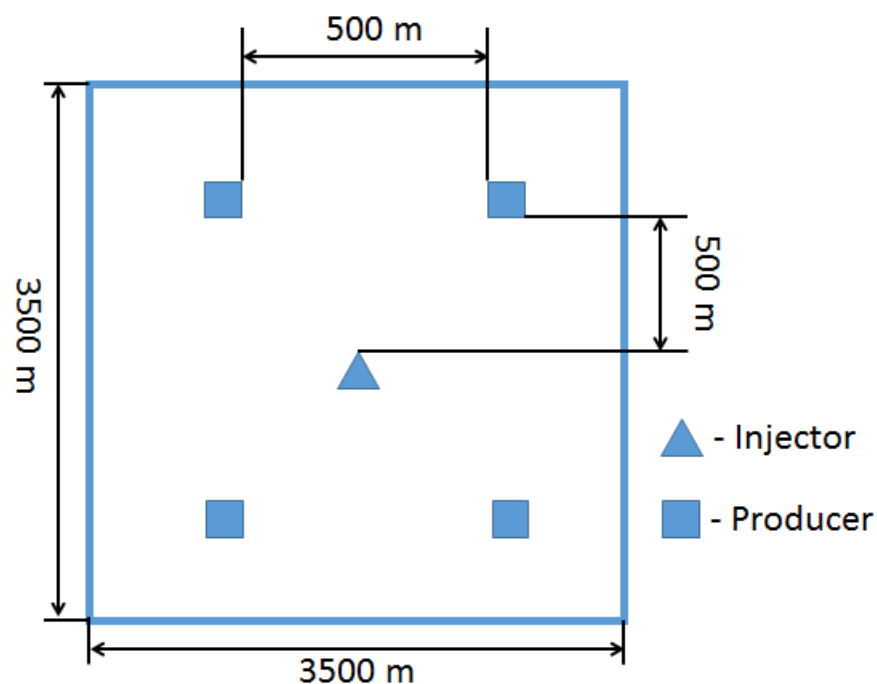


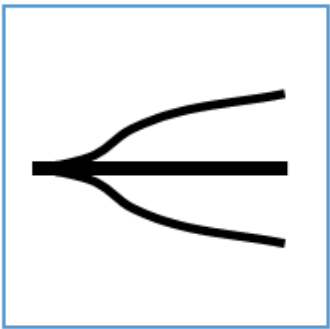
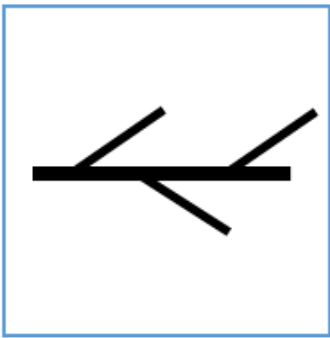
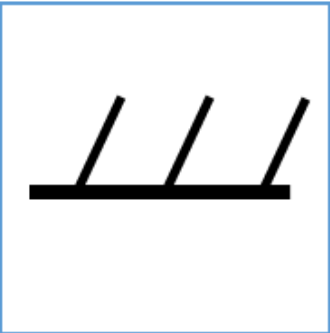
Рисунок 4.2 – Схема секторной модели

Моделирования производилось на период 10 лет. Расчет экономической эффективности всех вариантов был выполнен с использованием текущей экономической модели. Поскольку запасы XXX-ого месторождения классифицируются как трудноизвлекаемые, льготы на добычу полезных ископаемых было учтено в экономической модели. Капитальные затраты включают в себя бурение и строительство скважин. Строительство инфраструктуры не принималось во внимание. Средняя глубина скважины определялась как 1200 м до точки входа пласта.

4.1.2 Оптимальная конфигурация

Прежде всего, был исследован опыт использования многозабойных скважин на аналогичных месторождениях. Было решено использовать многозабойные конфигурации, которые показали хорошую эффективность. Список конфигураций многозабойных скважин представлен в Таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Конфигурации многозабойных скважин

Конфигурация многозабойной скважины	Геометрия	Месторождения, где схожая конфигурация была использована
Forked well		Saih Rawl Field
Fishbone well		Saih Rawl Field
Stacked tri-lateral well		Bavlinskoe Field

Затем были проведены численные исследования для представленных многозабойных конфигураций, чтобы выяснить оптимальный вариант. Сравнение проводилось по накопленной добыче.

4.1.3 Положение относительно ГНК и ВНК

После определения оптимальной конфигурации многовекторной скважины была обнаружена проблема раннего пробоя газа. Из-за прорыва существенное снижение масляной эффективной проницаемости связано с большой подвижностью газа. Это приводит к раннему снижению скорости

потока и, как результат, к значительному снижению общих производственных и экономических показателей. Изменение положения по горизонтали может помочь задержать прорыв газа.

4.1.4 Общая длина горизонтальной секции

Общая длина многозабойных скважин оказывает значительное влияние на накопленную добычу нефти и NPV. Как правило, увеличение общей длины, безусловно, приведет к увеличению дебитов. Однако существует нелинейное увеличение стоимости скважины по мере увеличения общей длины горизонтального участка. Из-за этого в какой-то момент следующее увеличение длины будет незначительно увеличивать эффективность разработки, в то время как будет значительное увеличение стоимости и технологических рисков. Моделирование общей длины было выполнено без изменений числа скважин и плотности скважин.

4.1.5 Оптимальная депрессия и дебит

Еще один фактор, который оказывает значительное влияние на поведение скважин - это депрессия. Чем больше депрессия, тем больше дебит, который может быть достигнут. Однако низкая депрессия может значительно сократить время прорыва газа и воды. В таких условиях следует исследовать оптимальную депрессию.

4.2 Результаты и обсуждение

Как уже упоминалось, текущая стратегия разработки в отношении XXX-ого месторождения представляет собой смещенную рядную систему с горизонтальными скважинами (1000 м). Расстояние между линиями и расстояние между скважинами в линии составляет 500 м. Многозабойные скважины различных конфигураций будут сравниваться с этим базовым

вариантов и друг с другом.

4.2.1 Конфигурации многозабойных скважин

Первым шагом было сравнение текущей стратегии разработки (горизонтальные скважины) с различными конфигурациями многозабойных скважин. Для этой цели была использована секторная модель XXX-го месторождения, а различные конфигурации скважин (Таблица 4.1.) были промоделированы при прочих равных условиях, равных (депрессия = 30 атм, общая длина горизонтального ствола = 2000 м, расстояние от ГНК = 7 м). Как было заключено в разделе аналитического расчета, оптимальное количество стволов равно трем; поэтому данное количество использовалось для моделирования во всех конфигурациях. Расстояние между скважинами и линиями скважин также оставалось постоянным. Полученные результаты свидетельствуют о значительном увеличении общего объема добычи нефти с использованием многозабойных скважин (Рисунок 4.3.). Это может быть легко объяснено тем фактом, что вскрытие пласта увеличивается с использованием многозабойных скважин.

Стоит отметить незначительную разницу в общем объеме добычи нефти для различных многозабойных конфигураций; однако «forked well» показывает лучший результат. Это можно объяснить тем, что для геометрии «forked well» влияние интерференции меньше, потому что стволы более отделены друг от друга. Несмотря на увеличение капитальных затрат на многозабойные скважины, увеличение в начале их эксплуатации и увеличение накопленной добычи обеспечивают большие экономические показатели (Рисунок 4.4.). Forked well и Fishbone well показывают аналогичную производительность, но для Fishbone well экономичные параметры хуже из-за дополнительной срезки. Следовательно, в соответствии с накопленной добычей нефти и NPV была выбрана конфигурация Forked well.

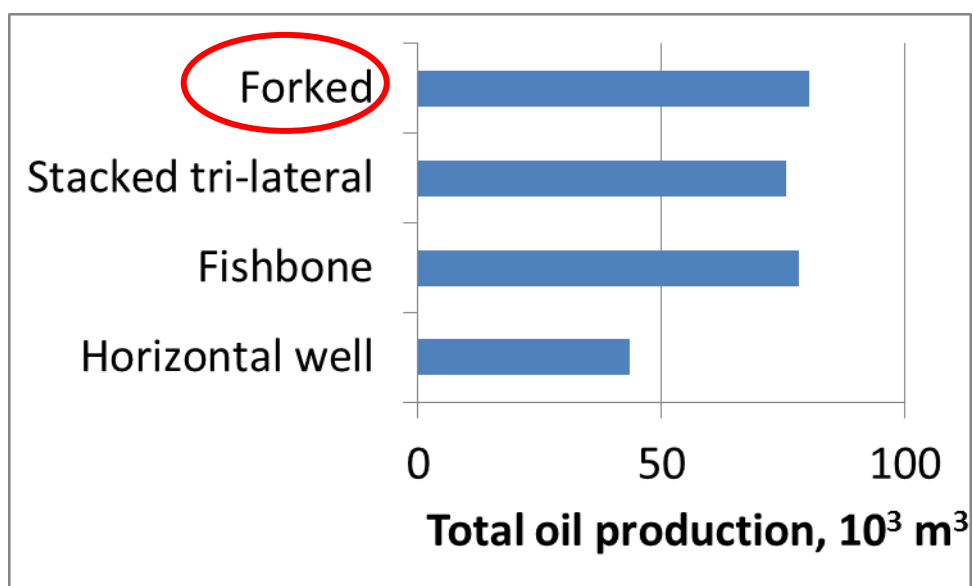


Рисунок 4.3 – Накопленная лобыча

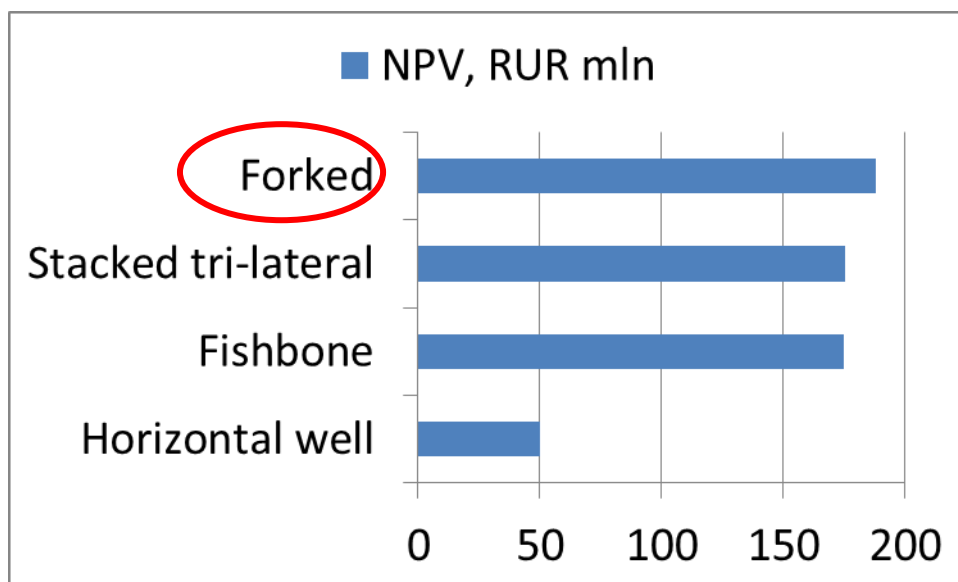


Рисунок 4.4 – NPV

4.2.2 Положение относительно ВНК и ГНК

Поскольку нефтенасыщенная толщина незначительная (менее 10 м), а также из-за наличия газовой шапки, положение горизонтальной секции относительно ВНК и, в частности, ГНК чрезвычайно важно. Для оптимизации положения были проведены численные исследования. Использовалась конфигурация скважины, выбранная в предыдущем подпункте, путем варьирования расстояние от ГНК. По результатам можно легко заметить, что

положение горизонтальной секции оказывает значительное влияние на время прорыва газа (Рисунок 4.5.). Кроме того, было исследовано, что прослой глины оказывают значительное влияние на время прорыва газа. Однако латеральная непрерывность этих слоев сланца является слабой и, в целом, неопределенной.

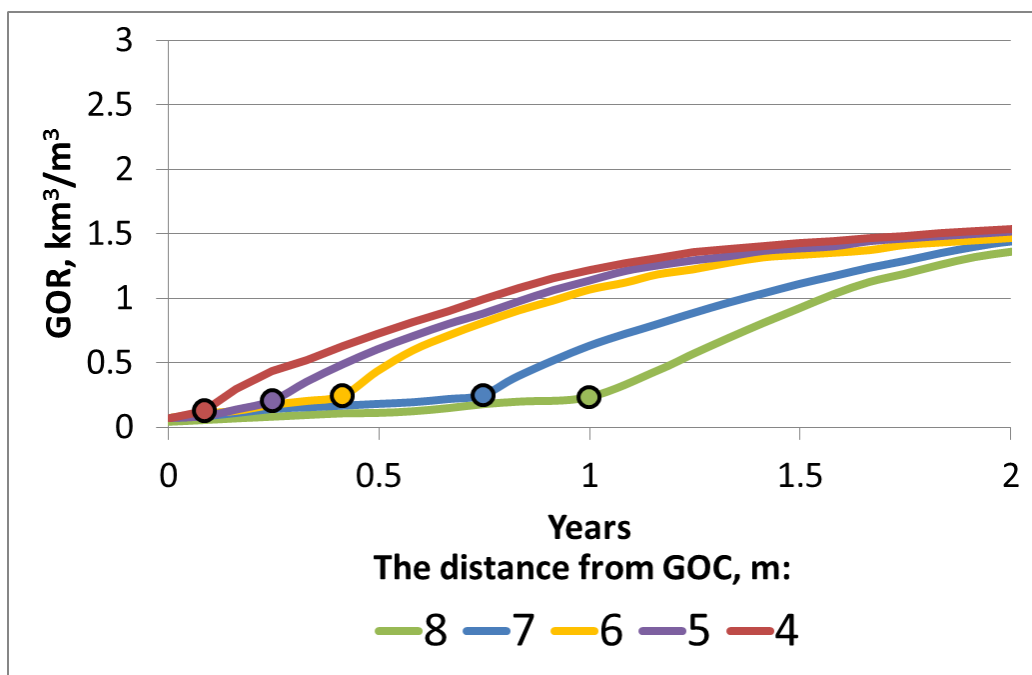


Рисунок 4.5 – Анализ времени прорыва газа

Кроме того, было оценено влияние положения скважины на накопленную добычу (Рисунок 4.6.). Можно заметить, что ранний прорыв газа приводит к значительному снижению общей добычи нефти. Более того, слишком большое расстояние от ГНК приводит к снижению общей добычи нефти из-за близости ВНК (менее 2 м). На таком небольшом расстоянии прорыв воды сильно влияет на продуктивность скважины.

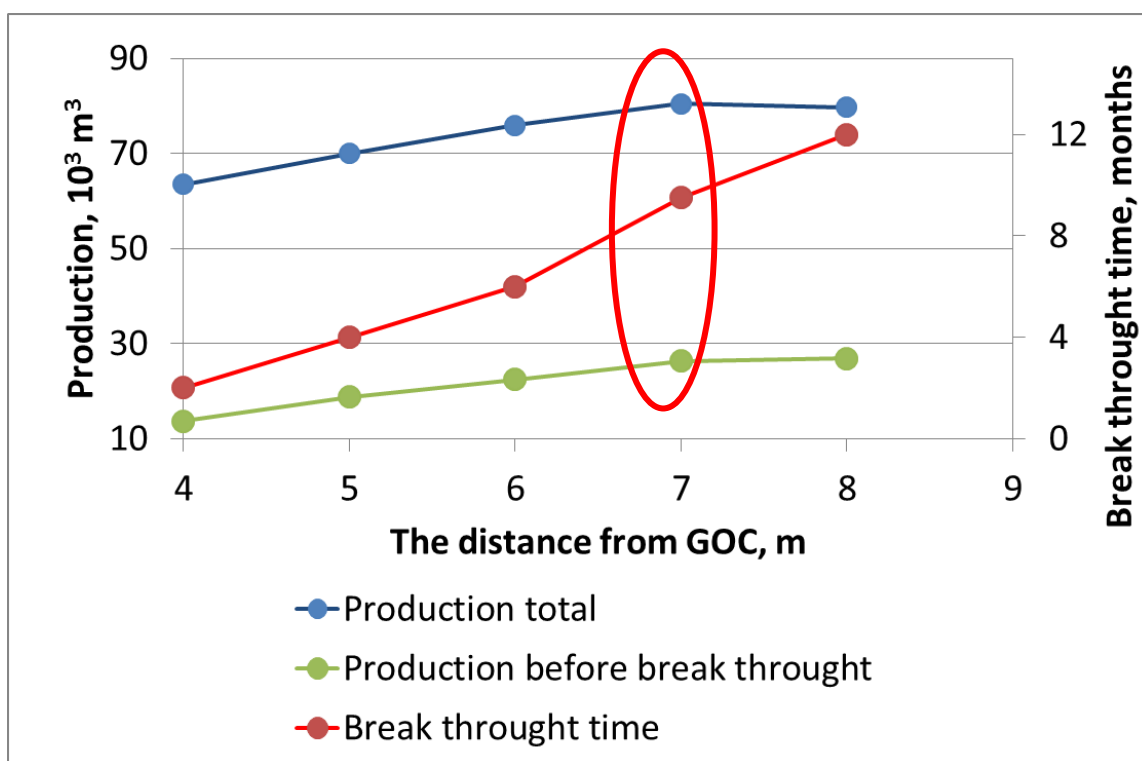


Рисунок 4.6 – Анализ положения горизонтального ствола

Следовательно, оптимальное расстояние горизонтальной скважины относительно ГНК составляет 7 м, так как при таком расстоянии добыча нефти максимальна.

4.2.3 Общая длина горизонтальной секции

Общая длина горизонтальной секции также является предметом оптимизации. С одной стороны, это может помочь улучшить вскрытие пласта; с другой стороны, происходит нелинейное увеличение стоимости. Используя ранее выбранные параметры (Forked well и 7 м от ГНК), общая длина горизонтального участка варьировалась (Рисунок 4.7.).

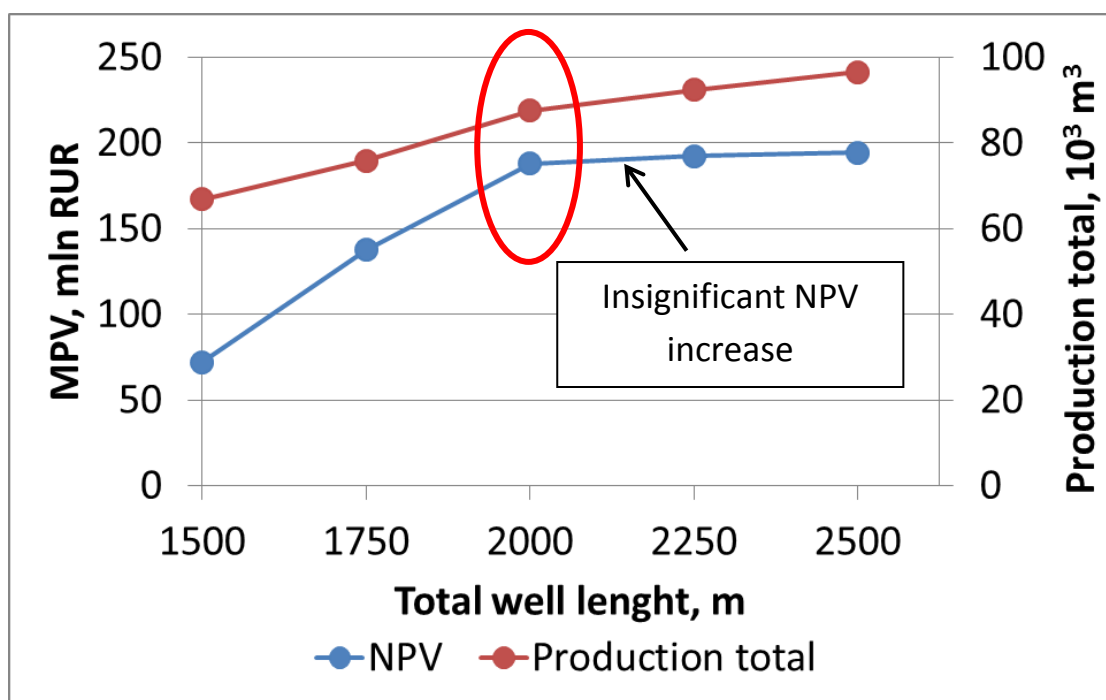


Рисунок 4.7 – Анализ общей длины горизонтальной секции

Можно заметить, что увеличение общей длины приводит к увеличению общей добычи нефти. Однако, начиная с 2000 м, наблюдается незначительное увеличение NPV. Это связано с тем, что принимается нелинейное увеличение стоимости (Таблица 4.2).

Таблица 4.2 – Результаты анализа длины горизонтальной секции

The total length	1500	1750	2000	2250	2500
Total oil production, 10 ³ m ³	66.8	75.8	87.6	92.4	96.5
Cost increase, u.f.	1	1.1	1.25	1.45	1.7
NPV, RUR mln	72.1	137.6	188.0	192.2	194.4

Таким образом, последующее увеличение общей длины незначительно улучшает эффективность разработки, в то время как наблюдается значительный рост технологических рисков и затрат. Следовательно, оптимальная общая длина горизонтального участка была определена как 2000 м.

4.2.4 Оптимальная депрессия и дебит

Было также исследовано влияние депрессии на время прорыва газа и, как

результат, на экономическую эффективность. Цель заключалась в определении оптимальной депрессии для достижения улучшенных экономических параметров. Используя ранее выбранные параметры (Forked well, 7 м от ГНК и общая длина 2000 м), депрессия варьировались (Рисунок 4.8. и Рисунок 4.9.).

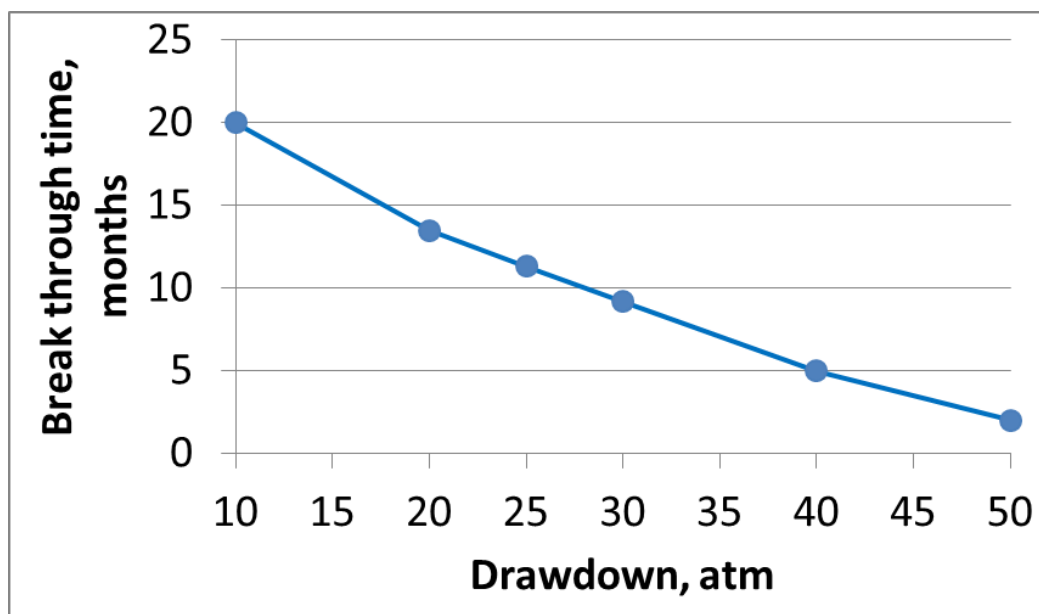


Рисунок 4.8 – Время прорыва газа от депрессии

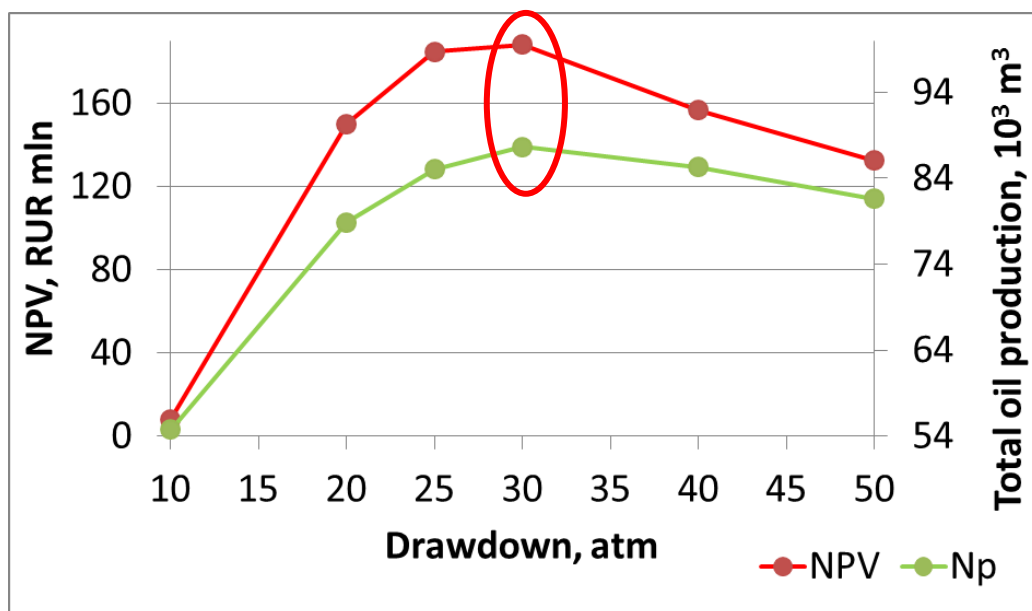


Рисунок 4.9 – NPV и накопленная добыча от депрессии

По результатам можно заметить, что высокая депрессия приводит к быстрому прорыву газа. Легко объясняется тем, что увеличение депрессии

приводит к увеличению разницы между давлением вокруг скважины и градиентом давления, создаваемым контрастом плотностей. В свою очередь, это приводило к уменьшению времени прорыва газа. На Рисунке 4.10. видно, что при депрессии более 30 атм нет увеличения накопленной добычи. Это происходит из-за того, что ранний прорыв газа приводит к раннему снижению дебита нефти, и большая депрессия не может компенсировать это падение. Более того, при такой высокой депрессии вода появляется в скважинах рано, и ее процент выше. Это приводит к дополнительному снижению проницаемости по нефти.

В результате оптимальная депрессия составляет 30 атм, так как достигается максимальное NPV и накопленная добыча. В результате анализа дебита по нефти было обнаружено, что прорыв газа приводит к увеличению скорости снижения дебита (Рисунок 4.9.).

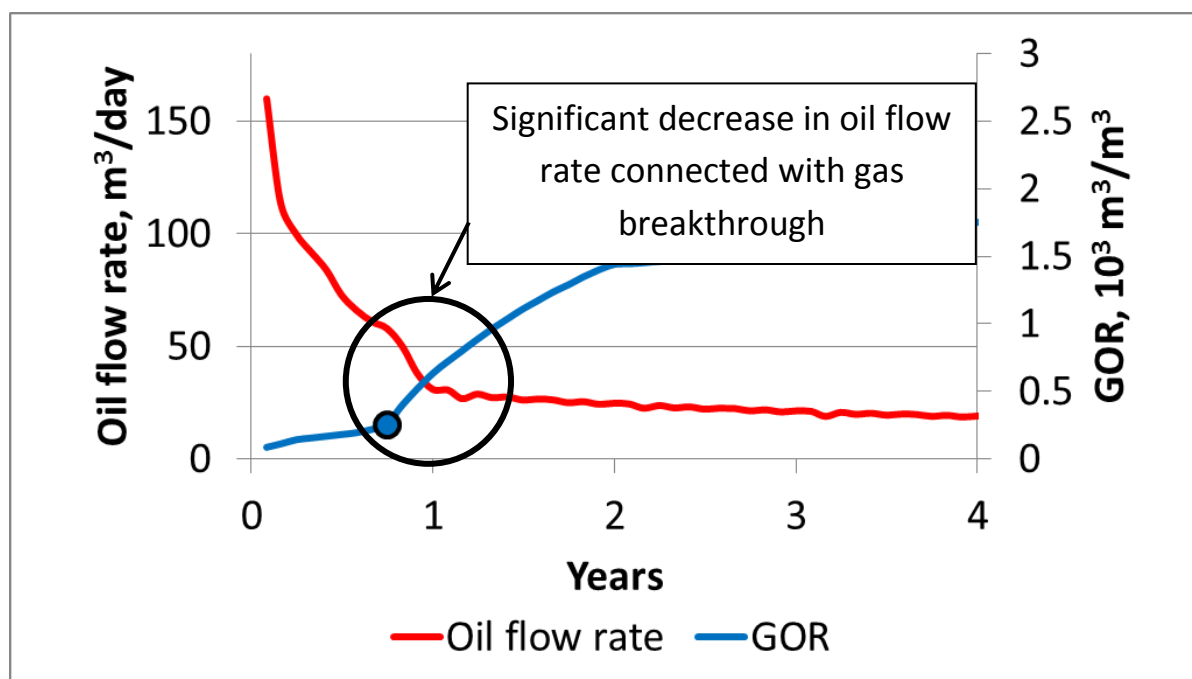


Рисунок 4.10 – Изменение дебита нефти и ГФ

Было высказано предположение, что ограниченный дебит в начале периода, вероятно, может увеличить время прорыва газа и тем самым улучшить общие производственные и экономические показатели. Поэтому было решено провести числовые исследования для оценки возможного улучшения путем

ограничения дебитов.

NPV для каждого случая рассчитывался и сравнивался с базовым случаем (Forked well, 7 м от ГНК, общая длина 2000 м, депрессия 30 атм без ограничения дебитов). Результаты представлены на Рисунках 4.11. и 4.12.. Были исследованы три ограничения дебитов (15, 20 и 25 м³ / день на скважину) и три периода (3, 6 и 12 месяцев).

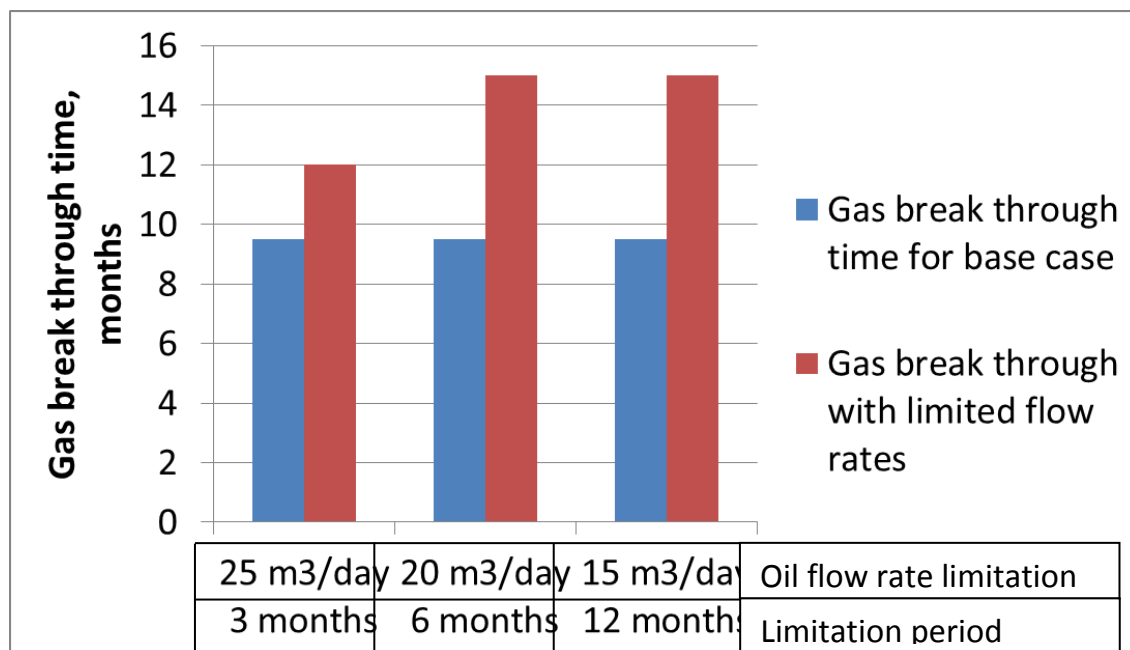


Рисунок 4.11 – Время прорыва газа для базового случая и для случаев с ограничением дебита

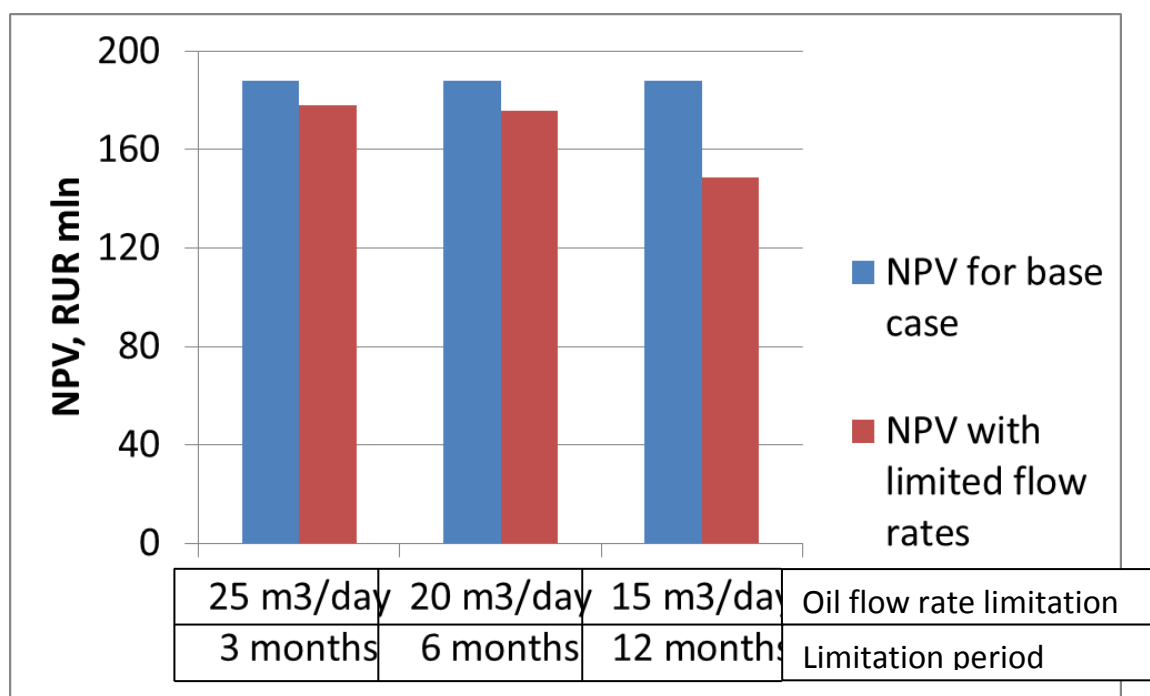


Рисунок 4.12 – NPV для базового случая и для случаев с ограничением дебита

Можно заметить, что в раннем периоде наблюдается положительный эффект от ограниченного дебита, поскольку время прорыва газа увеличивается (Рисунок 4.11). Тем не менее, ни в одном из случаев нет увеличения NPV (Рисунок 4.12). Это можно объяснить тем, что ограничение дебита на раннем этапе приводит к значительному снижению NPV, и даже большее время прорыва газа не может компенсировать его.

Следовательно, было принято решение добывать нефть без каких-либо ограничений в дебите.

В результате численного моделирования можно сделать следующие выводы (Рисунок 4.13):

1. Forked well. Эта конфигурация показывает наилучшие результаты из-за минимизированной интерференции и снижения рисков (меньшее количество зарезок)
2. Расстояние 7 м от ГНК. Такое расстояние обеспечивает оптимальное время прорыва газа. Более того, на таком расстоянии прорыв воды не вызывает значительного снижения дебитов.
3. Общая длина горизонтальной секции 2000 м. Последующее увеличение

общей длины не приводит к существенному увеличению эффективности разработки, а технологические риски выше.

4. Депрессия 30 атм. Данная депрессия показывает наилучшие результаты из-за оптимального времени прорыва газа и наилучших показателей накопленной добычи и NPV. Не рекомендуется ограничение дебитов нефти, поскольку оно приводит к снижению экономических параметров. Однако ограничения дебитов могут быть связаны с проходной способностью системы сбора. Эта проблема должна быть исследована во время полномасштабного экономического анализа.

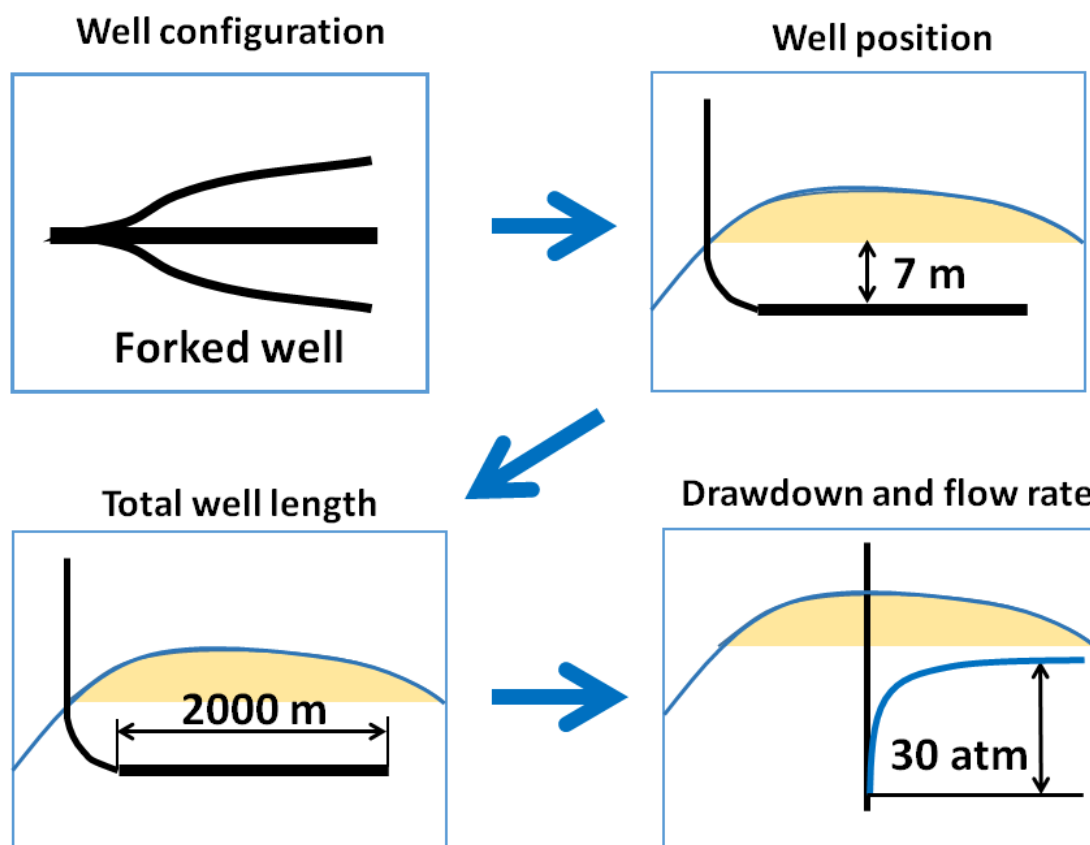


Рисунок 4.13 – Результаты численных опытов

5 Анализ рисков

5.1 Методология

Многозабойные скважины потенциально могут обеспечить увеличенную отдачу от инвестиций, поскольку увеличение в продуктивности выше, чем увеличение капитальных затрат. Тем не менее, связанный риск для многозабойных скважин также выше. Чтобы принять это во внимание, был проведен анализ рисков. Риски, связанные с проектом, решается рассматривать с использованием дерева решений, которое может поддерживать процесс принятия решений посредством графического представления различных вариантов действий и возможных результатов.

Прежде всего, была построена диаграмма влияния для оценки возможных факторов, влияющих на ожидаемую денежную стоимость (Рисунок 5.1.). Конечно, существует огромное количество таких факторов, которые могут повлиять на конечные результаты. Однако было решено использовать только три из них, которые, по-видимому, являются самым важным для процесса принятия решений: параметры экономической системы, свойства резервуара, успех бурения и заканчивания скважин.

Таким образом, дерево решений применяется для оценки рисков, связанных с наиболее значимыми факторами, которые были определены диаграммой влияния. Используется следующая структура дерева решений:

- Узел принятия решений - узел, в котором лицо, принимающее решение, должно выбрать вариант. Оптимальным является вариант с наибольшей ожидаемой денежной стоимостью.
- Узел вероятностей - узел, где есть различные варианты и лицо, принимающее решение, не имеет выбора.
- Вероятность - это вероятность возможных результатов в узле вероятностей.
- Финансовый результат - это детерминированный результат, который

представлен в финансовом выражении (NPV).

Чтобы оценить, какой вариант оптимален, используется ожидаемая денежная стоимость (EMV):

$$EMV(C_1) = \sum_{i=1}^n p_i(NPV_i) \quad (3)$$

где p_i - вероятность события i в узле вероятностей C_1 . NPV_i - финансовый результат каждого возможного исхода.

В данной работе наиболее важным решением является, следует ли бурить горизонтальную скважину или многозабойную скважину. Этот узел решения находится в левой части дерева решений (Рисунок 5.2.). Только после того, как будут рассчитаны все ожидаемые денежные стоимости второго порядка, решение, какая из конфигураций будет пробурена, может быть принято.

Дерево решений, которое представлено в проекте, состоит из одного узла решения и трех узлов вероятностей в каждой из ветвей решения. Дерево решений начинается с узла вероятности, который отвечает за параметры экономической системы. Было принято решение использовать только цену на нефть для учета экономических рисков. Второй узел вероятности отвечает за оценку свойств коллектора. Принято решение учитывать возможные изменения в проницаемости. И последний узел вероятностей - это успех/неудача во время операций бурения или заканчивания скважин.

Все узлы вероятностей имеют свои собственные вероятности, которые либо зависят от ранее принятого решения, либо могут быть независимыми. Вероятности успеха/провала бурения и заканчивания зависят от типа конфигурации скважины (многозабойная или горизонтальная). Вероятности, связанные с неопределенностями в экономической системе и свойствами пласта, не зависят от предыдущего решения и просто утверждаются согласно опыту и данным по месторождению. Схематическая диаграмма дерева решений представлена на Рисунке 5.2.

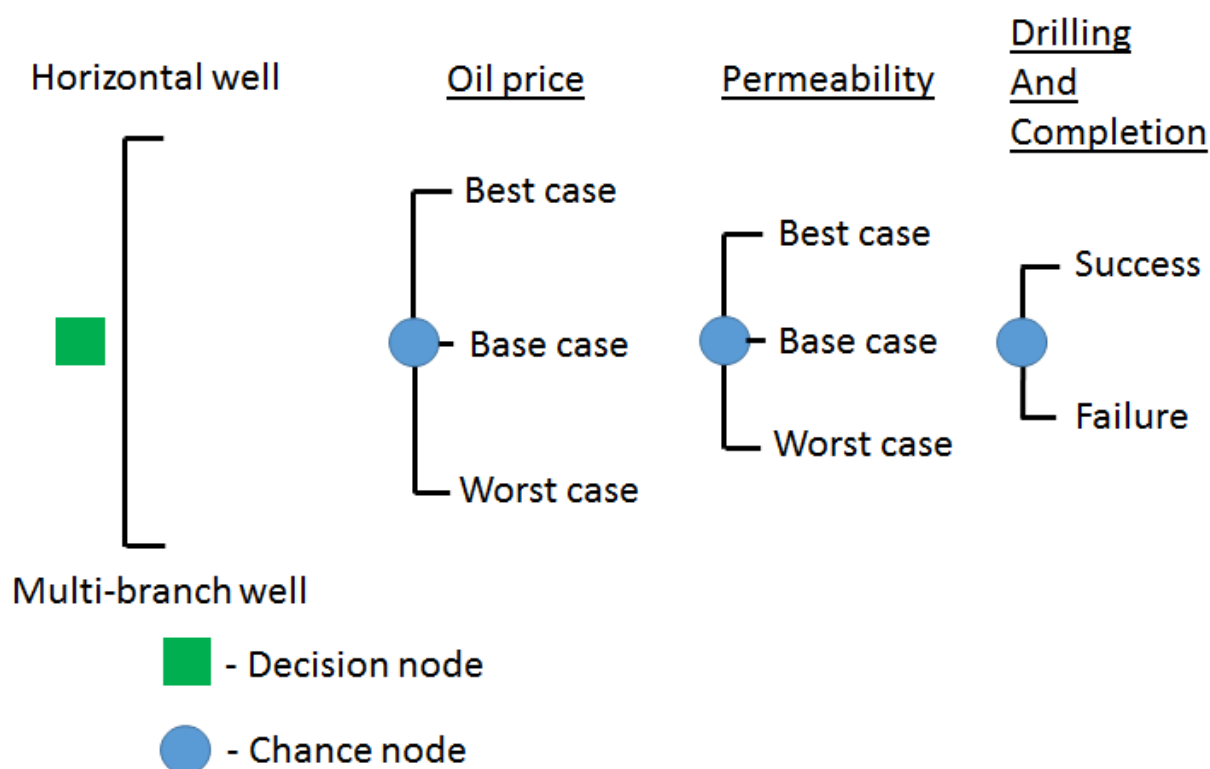


Рисунок 5.1 – Структура дерева решений

5.2 Результаты и обсуждение

Результаты, полученные при численном моделировании, были применены при анализе риска. Были использованы следующие параметры разработки для многозабойных скважин: forked well с тремя стволами; общая длина 2000 м; 7 м расстояние от ГНК; депрессия 30 атм без ограничений по дебиту. Эта многозабойная скважина сравнивается с текущим вариантом разработки: горизонтальные скважины; общая длина 1000 м; 7 м расстояние от ГНК; 30 атм без ограничения дебита. Цель анализа рисков - оценить, какой вариант является наиболее эффективным. Производственные профили, полученные из численных экспериментов, использовались для расчетов NPV.

Прежде всего, были определены все необходимые вероятности и результаты. Таблица 5.1. показывает вероятности различных цен на нефть. Таблица 5.2. отображает вероятности вариантов с различным качеством коллектора, а в Таблице 5.3. показаны вероятности успеха/отказа для

различных конфигураций скважин. Можно видеть, что существует более низкая вероятность успеха для многозабойных скважин из-за сложности бурения и заканчивания, более сложных инструментов.

Таблица 5.1 – Вероятности для различных цен на нефть

	Oil price, \$	Probabilities, %
Worst case (-25%)	45	15
Base case	60	60
Best case (+25%)	75	25

Таблица 5.2 – Вероятности для различных проницаемостей

	Average permeability, kD	Probabilities, %
Worst case (-30%)	1.2	30
Base case	1.7	50
Best case (+50%)	2.6	20

Таблица 5.3 – Вероятности успеха/провалы бурения для различных конфигураций

Well configuration	Horizontal well	Multi-branch well
Failure probabilities, %	10.5	6
Success probabilities, %	89.5	94

Совершенно понятно, что выбранные вероятности оказывают решающее влияние на определение наилучших вариантов. Поэтому необходим подробный анализ этих вероятностей. Прежде чем, все окончательные вероятности будут определены, все необходимые данные и опыт должны быть изучены. На данный момент можно сделать вывод, что для обоснованного определения вероятностей недостаточно данных и опыта. Однако этого достаточно для приблизительной оценки. Эти назначенные вероятности определялись инженерами проектного института, который отвечает за проект XXX-го разработки месторождения. Вероятности были определены на основе данных по месторождению и опыта.

Подробное дерево решений и все возможные результаты, соответствующие каждой ветви дерева решений, представлены в Приложении.

Кроме того, в Таблице 5.4. указаны отдельно затраты, связанные с провалом на этапе бурения и заканчивания скважины.

Таблица 5.4 – Возможные затраты

Well configuration	Cost due to drilling and completion failure, RUR mln
Horizontal well	152.5
Multi-branch well	71.4

После того как были определены вероятности и результаты, была найдены ожидаемые денежные стоимости для каждой конфигурации скважин. Схематическая диаграмма ожидаемыми денежными стоимостями представлена на Рисунке 5.3. Можно заметить, что EMV многозабойных скважин больше, чем EMV для горизонтальных скважин.

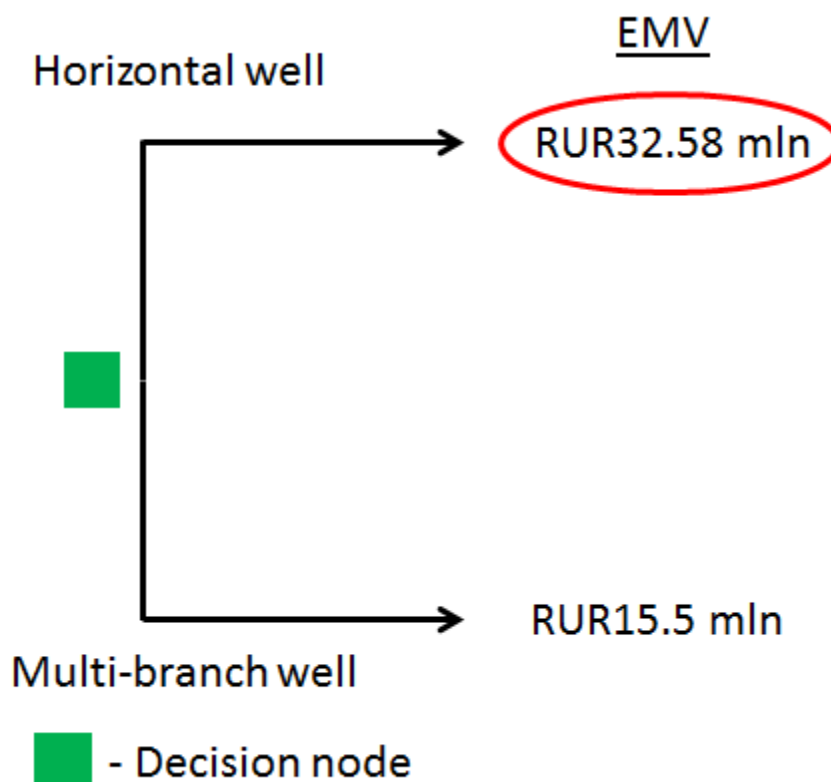


Рисунок 5.2 – Ожидаемая денежная стоимость для разных конфигураций

Можно сделать вывод, что анализ рисков подтверждает экономический анализ, и многозабойная скважина является наиболее эффективным вариантом. Понятно, что технологические риски намного выше для многозабойных

скважин из-за сложности бурения. Однако дополнительные выгоды в плане увеличения NPV компенсируют эти более высокие риски.

6 Финансовый менеджмент

6.1 Исходные данные для экономической оценки

Экономическая оценка вариантов разработки месторождения в целом проводится согласно действующим «Методическим рекомендациям по оценке эффективности инвестиционных проектов» [18], а также с учетом основных положений «Временных методических рекомендаций по подготовке технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья» [19].

Показатели экономической эффективности, которые были использованы:

- чистый дисконтированный доход пользователя недр (NPV) - сумма прибыли от реализации углеводородов и амортизационных отчислений, уменьшенная на величину капиталовложений, направляемую на освоение ЭО (залежи, месторождения), приведенная к начальному году по ставке дисконта 15%;

Экономические параметры, заложены в расчет экономических показателей для оценки эффективности рассматриваемых вариантов разработки и выбора наилучшего.

Рекомендуемый вариант разработки определяется, как вариант разработки с максимальным значением показателя NPV.

Макроэкономические показатели и расчет чистых цен УВС.
Положениями «Временных методических рекомендаций по подготовке технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья» рекомендуется использовать средние значения цен на УВС на экспортных рынках и соответствующие им значения обменного курса российского рубля за 12 календарных месяцев, предшествующих дате подготовки ПТД.

Внутренняя цена нефти рассчитывается на узле учета нефти по методике, используемой во всех ведущих нефтяных компаниях, работающих на

территории РФ. В соответствии с этой методикой, чистая цена на КУУ недропользователя (Netback) рассчитывается из цены на внешнем рынке путем вычитания величины экспортной пошлины и транспортных расходов. Макроэкономические показатели и расчет чистых цен представлены в Таблице 6.1.

Таблица 6.1 – Макроэкономические показатели и расчет чистых цен

Годы	Цена нефти Юралс	Транспорт от КУУН до порта (трубопроводный)	Таможенная пошлина на нефть сырую	Коэффициент перевода из тонн в баррели	Обменный курс	Экспортный нетбэк на нефть сырую
	долл./барр.	руб./т	руб./т	барр./т	руб./долл.	руб./т
2016	51,0	2 747	6 642	7,3	61,0	13 313
2017	51,0	2 747	5 253	7,3	61,0	14 702
2018 и т.д.	51,0	2 747	5 253	7,3	61,0	14 702

Величина транспортных расходов при экспортной реализации на участке рассчитывается в соответствии с Приказом Федеральной антимонопольной службы (ФАС России) [20].

Показатели экономической эффективности разработки месторождения определены при условии сбыта 70 % добываемой продукции на внутреннем рынке и 30 % на внешнем рынке в условиях действующей налоговой системы.

Расчеты выполнены в реальных ценах без учета инфляции.

Финансирование проекта предполагается за счет собственных средств недропользователя.

Система налогов и платежей. Недропользователь выплачивает все налоги, предусмотренные действующим законодательством РФ, с учетом поправок, вступивших в силу на момент расчетов. В Таблице 6.2. представлен перечень налогов и платежей, включенных в экономическую оценку вариантов разработки, и показан порядок их расчета.

Таблица 6.2 – Основные налоги Российской Федерации для нефтегазодобывающих предприятий

Вид налога	Ставка налога и база начисления
1	2
<i>Налоги, относимые на себестоимость</i>	
Налог на добычу полезных ископаемых (льгота по выработанности отражена табличном приложении В.12)	<p>Расчетная ставка: Нефть 2016 г. – 7 208 руб. за тонну; 2017 г. – 7 730 руб. за тонну; Налоговая ставка 857 – 2016 г., 919 – 2017 г. умножается на коэффициент, характеризующий динамику мировых цен на нефть – $K_{Ц}$. Полученное произведение уменьшается на величину показателя D_M, характеризующего особенности добычи нефти. $K_{Ц} = (Ц-15)*P/261$, где Ц – средний за налоговый период уровень цен нефти «Юралс» в долларах США за баррель; Р – среднее значение за налоговый период курса доллара США к рублю, устанавливаемого Центральным банком РФ; $D_M = K_{НДПИ} * K_{Ц} * (1 - K_B * K_3 * K_D * K_{ДВ} * K_{КАН})$, где $K_{НДПИ}$ равно 559 – с 1 января по 31 декабря 2016 г. $K_B = 3,8-3,5*N/V$, где N – сумма накопленной добычи нефти на конкретном участке недр (включая потери при добыче) по данным государственного баланса запасов полезных ископаемых, утвержденного в году, предшествующем году налогового периода; V – начальные извлекаемые запасы нефти, утвержденные в установленном порядке с учетом прироста и списания запасов нефти и определяемые как сумма извлекаемых запасов категорий А, В, С1 и С2 на 1 января 2006 года и накопленной добычи с начала разработки конкретного участка недр в соответствии с данными государственного баланса запасов полезных ископаемых на 1 января 2006 года. В случае, если степень выработанности запасов не превышает 0,8, то коэффициент K_B принимается равным 1, если степень выработанности запасов превышает 1 коэффициент K_B принимается равным 0,3; В случае, если величина начальных извлекаемых запасов нефти (V_3) по конкретному участку недр меньше 5 млн. тонн и степень выработанности запасов ($C_{ВЗ}$) конкретного участка недр, меньше или равна 0,05, коэффициент K_3 рассчитывается по формуле: $K_3 = 0,125 \times V_3 + 0,375$ Коэффициент, характеризующий степень сложности добычи нефти (K_D), принимается: 1) равным 0,2 - при добыче нефти из конкретной залежи углеводородного сырья с утвержденным показателем проницаемости не более $2 \cdot 10^{-(3)}$ мкм² и эффективной нефтенасыщенной толщиной пласта по указанной залежи не более 10 метров; 2) равным 0,4 - при добыче нефти из конкретной залежи углеводородного сырья с утвержденным показателем проницаемости не более $2 \cdot 10^{-(3)}$ мкм² и эффективной нефтенасыщенной толщиной пласта по указанной залежи более 10 метров; 3) равным 0,8 - при добыче нефти из конкретной залежи углеводородного сырья, отнесенной к продуктивным отложениям тюменской свиты в соответствии с данными государственного баланса запасов полезных ископаемых;</p>

Вид налога	Ставка налога и база начисления
1	2
	<p>4) равным 1 - при добыче нефти из прочих залежей углеводородного сырья, характеристики которых не соответствуют характеристикам, указанным в подпунктах 1 - 3.</p> <p>Коэффициент K_d в размере, установленном подпунктами 1 - 3, применяется до истечения 180 налоговых периодов, начинающихся с 1 января года, в котором степень выработанности запасов конкретной залежи углеводородного сырья превысила 1 процент. По истечении указанного срока значение коэффициента принимается равным 1.</p> <p>Степень выработанности запасов конкретной залежи углеводородного сырья для целей расчета коэффициентов K_d и $K_{дв}$ рассчитывается налогоплательщиком в соответствии с данными государственного баланса запасов полезных ископаемых, утвержденного в году, предшествующем году налогового периода</p> <p>В случае, если значение коэффициента K_d для залежи углеводородного сырья составляет менее 1 и степень выработанности запасов указанной залежи углеводородного сырья больше или равна 0,8 и меньше или равна 1, коэффициент $K_{дв}$ рассчитывается по формуле:</p> $K_{дв} = 3,8 - 3,5 * N_{дв} / V_{дв}, \text{ где}$ <p>$N_{дв}$ - сумма накопленной добычи нефти по конкретной залежи углеводородного сырья (включая потери при добыче) в соответствии с данными государственного баланса запасов полезных ископаемых, утвержденного в году, предшествующем году налогового периода;</p> <p>$V_{дв}$ - начальные извлекаемые запасы нефти, утвержденные в установленном порядке с учетом прироста и списания запасов нефти и определяемые как сумма извлекаемых запасов категорий А, В, С1 и С2 на 1 января года, предшествующего году налогового периода, и накопленной добычи с начала разработки конкретной залежи углеводородного сырья в соответствии с данными государственного баланса запасов полезных ископаемых, утвержденного в году, предшествующем году налогового периода;</p> <p>В случае, если значение коэффициента K_d для залежи углеводородного сырья составляет менее 1 и степень выработанности запасов не превышает 0,8, то коэффициент $K_{дв}$ принимается равным 1, если степень выработанности запасов превышает 1 коэффициент K_B принимается равным 0,3;</p> <p>Коэффициент, характеризующий регион добычи и свойства нефти ($K_{кан}$), принимается равным 1. В отношении нефти вязкостью более 200 мПа·с и менее 10 000 мПа·с (в пластовых условиях), а также нефти на участках недр, расположенных полностью или частично в том числе в границах Республики Саха (Якутия), Иркутской области, Красноярского края, в Азовском, Каспийском, Черном, Охотском морях и некоторых других участках недр,</p>

Вид налога	Ставка налога и база начисления
1	2
	коэффициент K_{KAN} принимается равным 0 при соблюдении определенных условий.
2. Страховые взносы	Всего 2016-2018гг. – 30 %. С 2019г. – 34% от начисленной суммы ФОТ, в том числе:
- пенсионный фонд	2016-2018гг. – 22 %, с 2019г. – 26% от начисленной суммы фонда оплаты труда (но не более 796 тыс. руб./чел. в год)
- фонд социального страхования	2,9 % от начисленной суммы фонда оплаты труда (но не более 718 тыс. руб./чел. в год)
- фонд медицинского страхования	5,1 % от начисленной суммы фонда оплаты труда
3. Страхование от несчастного случая	0,5 % от начисленной суммы фонда оплаты труда
4. Прочие налоги	Взяты по фактическим данным ОАО «Томскнефть» ВНК за 2015 год по месторождению «С» и составляют 11 тыс. руб.
<i>Налоги, относимые на выручку от реализации и финансовый результат</i>	
1. Налог на добавленную стоимость	18 % от добавленной стоимости, определяемой как разница между стоимостью реализованной продукции и стоимостью материальных затрат, отнесенных на издержки. В случае использования в расчете затрат без НДС, базой начисления налога будет выручка от реализации продукции.
2. Налог на имущество предприятий	2,2 % от стоимости основных фондов.
3. Экспортная пошлина	2016г. – 6 642 руб. за тонну, 2017г. – 5 253 руб. за тонну, (при сложившейся за предшествующий месяц средней ценой нефти сырой марки «Юралс» в долларах США за тонну менее 109,5 доллара США – 0 %, при превышении за предшествующий месяц сложившейся средней цены нефти сырой марки «Юралс» 109,5 доллара США за тонну, но не более 146 долларов США за тонну (включительно) – 35 % от разницы; свыше 146, но не более 182,5 доллара США (включительно) – в размере 12,78 доллара за тонну и 45 % от разницы, свыше 182,5 доллара США – 29,2 доллара за тонну и 2016г. – 42% от разницы, 2017г. – 30%).
4. Налог на прибыль	20% от балансовой прибыли, остающейся от выручки после компенсации эксплуатационных затрат и выплаты всех налогов.

6.2 Оценка затрат

Оценка капитальных вложений. Капитальные вложения на разработку месторождения «С» включают в себя затраты на строительство скважин и их обустройство, рассчитанные в планируемых на 2016 г. ценах без учета НДС.

Расчет стоимости строительства скважин производился исходя из запланированной на 2016 г. стоимости 1 метра проходки и средней глубины скважины. Затраты на строительство скважин представлены в Таблице 6.3.

Таблица 6.3 – Затраты при бурении на месторождении, тыс. руб. (без НДС)

Бурение скважин/сопутствующие работы:	Стоимость 1 м., руб.
- наклонно-направленной	15 022
- горизонтальной	33 499
- Многозабойные скважины	42 700

Капитальные затраты определяются по следующим направлениям: бурение скважин; обустройство скважин и кустовых площадок.

Затраты на капитальное строительство применены в первый год. Структура капитальных вложений представлена на Рисунке 6.1.

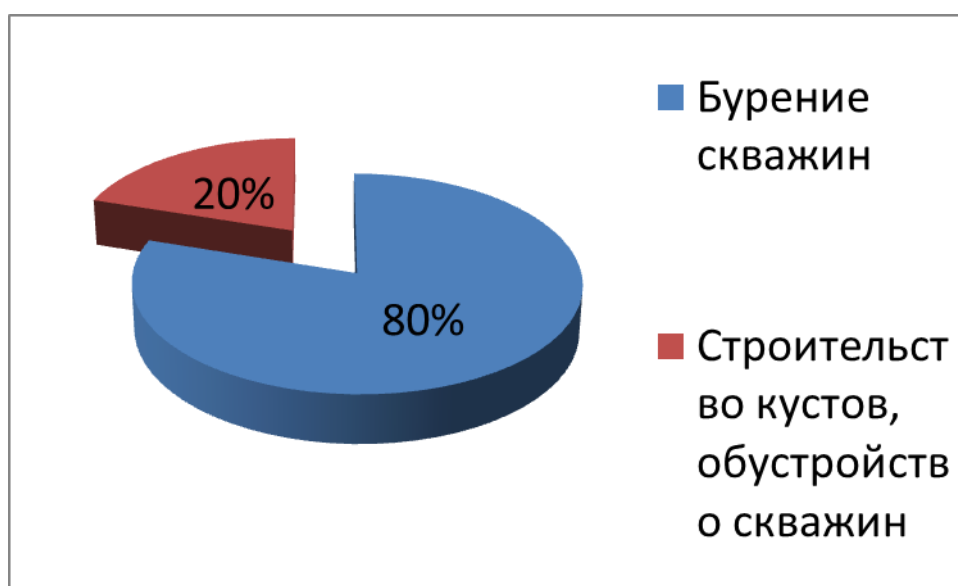


Рисунок 6.1 – Структура капитальных вложений

Оценка текущих и эксплуатационных затрат. Эксплуатационные затраты рассчитаны в соответствии с удельными текущими затратами и объемными технологическими показателями вариантов разработки на основе фактических издержек на добычу нефти сложившиеся по XXX-ому месторождению.

Себестоимость определена в разрезе следующих статей:

- электроэнергия на извлечение жидкости;
- искусственное воздействие на пласт;
- сбор и транспорт нефти и газа;
- расходы на содержание и эксплуатацию скважин и оборудования;
- налоги и платежи, относимые на себестоимость;
- амортизационные отчисления.

Энергетические затраты по извлечению нефти рассчитаны в соответствии с прогнозным расчетом объемов механизированного подъема жидкости.

Расходы на искусственное воздействие на пласт включают затраты на электроэнергию для закачки воды и затраты на обслуживание нагнетательных скважин.

Расходы на сбор и транспорт нефти и газа рассчитываются в зависимости от объема добываемой жидкости и газа и затрат по этим статьям калькуляции.

Расходы на содержание и эксплуатацию скважин и оборудования определяются в зависимости от действующего фонда нефтяных скважин и включают в себя, затраты на содержание и эксплуатацию оборудования, капитальный ремонт.

Амортизационные отчисления рассчитаны исходя из классификации основных средств по амортизационным группам и срока полезного использования в соответствии с Федеральным законом РФ №158-ФЗ от 22 июля 2008 года «О внесении изменений в главы 21, 23, 24, 25 и 26 части второй налогового кодекса Российской Федерации и некоторые другие акты законодательства Российской Федерации о налогах и сборах» [21].

6.3 Технико-экономические показатели вариантов разработки

Экономическая оценка вариантов разработки XXX-го месторождения проведена с целью выбора наиболее эффективной системы разработки,

обоснования максимально возможной накопленной добычи.

Технико-экономический анализ проектных решений разработки месторождения проведен путем варьирования различных технологических параметров скважины (геометрия, длина горизонтальной секции, депрессия, положение относительно ГНК).

Выбор варианта рекомендуемого для практической реализации основан на сопоставлении технико-экономических показателей вариантов разработки месторождения и нахождении максимального. Все просчитанные варианты со значениями технико-экономических показателей представлены в главах 3, 4, 5.

Расчет технико-экономических показателей по вариантам разработки показал наибольшую экономическую эффективность варианта: forked well с тремя стволами; общая длина 2000 м; 7 м расстояние от ГНК; депрессия 30 атм без ограничений по дебиту. При реализации рекомендуемого варианта разработки, капитальные вложения в разработку за расчетный период составят 440 млн. руб., добыча нефти составит 87.6 тыс. м³. Дисконтированный (с дисконтом 15%) доход недропользователя составит 188 млн. руб.

Выводы:

- Экономическая оценка выбора наиболее эффективной системы разработки XXX-го месторождения проводилась путем варьирования различных технологических параметров скважины. По совокупности технико-экономических показателей был выбран рекомендованный вариант.
- Проект разработки XXX-го месторождения характеризуется положительной экономической эффективностью. Реализация проекта позволит достичь следующих технико-экономических показателей за 10 лет: добыть 87.6 м³ нефти, обеспечить недропользователю дисконтированный доход 188 млн. руб..

7 Социальная ответственность

Корпоративная или социальная ответственность – это ответственность перед людьми и данными им обещаниями, когда организация учитывает интересы коллектива и общества, возлагая на себя ответственность за влияние их деятельности на заказчиков, поставщиков, работников, акционеров (ГОСТ Р ИСО 26000-2012) [25].

Целью настоящей работы является создание достоверной геолого-технологической модели месторождения «С» Томской области, находящегося на начальной стадии разработки. А также прогноз технологических показателей на базе трехмерной гидродинамической модели исследуемого месторождения. Модель нефтяного месторождения, создана в программном продукте Petrel и РН-КИМ компании Schlumberger и Роснефть соответственно, в которых наиболее полно реализованы функции моделирования сложных процессов разработки и создан функционал построения геологических и гидродинамических моделей залежи.

Производственная безопасность определяется как система законодательных актов, социально-экономических, организационных, технических, гигиенических и лечебно-профилактических мероприятий и средств, обеспечивающих безопасность, сохранение здоровья и работоспособности в процессе труда.

Уровень работоспособности человека напрямую зависит от условий труда. Под условиями труда понимается совокупность факторов производственной среды и трудового процесса, которые оказывают влияние на работоспособность и здоровье работника.

Вся работа выполнялась в помещении с компьютерами. Помещение находится в семиэтажном здании офисного центра, на четвертом этаже. Помещение имеет следующие параметры: ширина 8 м, длина 25 м, высота

потолков 2,5 м.

В помещении стоят 15 компьютерных столов с высотой рабочей поверхности $h = 0,8$ м, оснащенных стационарными компьютерами (процессор: Intel(R) Core(TM) i5-3230M CPU 2,60 GHz) с монитором SamsungSyncMaster 715N с диагональю 19 дюймов (яркость 75 %, контрастность 50 %, с частотой обновления 60 Hz и разрешением 1920×1080).

В связи с тем, что основной целью данной работы являлось создание достоверной геологической и гидродинамической модели для разработки месторождения Томской области, существует необходимость учесть экологическую безопасность на месторождении.

7.1 Анализ вредных производственных факторов

Идентификация потенциальных опасных и вредных производственных факторов (ОВПФ) проводится с использованием «Классификации вредных и опасных производственных факторов по ГОСТ 12.0.003–74 (с измен. № 1, октябрь 1978 г., переиздание 1999 г.)» [26].

Согласно ГОСТ в помещении, в котором производились работы, были выявлены основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы (Таблица 7.1.).

Далее, в соответствии с запроектированными видами работ, последовательно по составленной таблице проведено описание выявленных опасных и вредных производственных факторов (анализ факторов и мероприятия по их устранению).

Таблица 7.1 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы

Наименование видов работ и параметров производственного процесса	Ф а к т о р ы (ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1	2	3	4
анализ документации по теме работы; подготовка чертежей, планов, схем.	1. Отклонение показателей микроклимата в помещении; 2. Недостаточная освещенность рабочей зоны; 3. Психофизиологические факторы.	1. Электрический ток; 2. Пожароопасность.	СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03 ГОСТ 12.1.038-82 СанПиН 2.2.4.548–96 СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 ГОСТ 12.4.009-83 ГОСТ 12.1.005-88
<i>Примечание: Пожароопасность описана как ЧС</i>			

Отклонение показателей микроклимата в помещении. Микроклимат производственных помещений – метеорологические условия производственной среды помещений, которые оказывают влияние на тепловую стабильность организма человека в процессе труда. Микроклиматические условия на рабочих местах производственных помещений – важнейший санитарно-гигиенический фактор, от которого во многом зависит состояние здоровья и работоспособность человека.

Показателями, характеризующими микроклимат в производственных помещениях согласно СанПиН 2.2.4.548-96 [27] являются:

- температура воздуха;
- относительная влажность воздуха;
- скорость движения воздуха;
- интенсивность теплового облучения.

Микроклиматические параметры оказывают значительное влияние, как на функциональную деятельность человека, так и на надежность работы ЭВМ.

Поэтому в помещениях, где установлены компьютеры, должны соблюдаться оптимальные параметры микроклимата с учетом разграничения работ на категории по СанПиН 2.2.4.548-96 (Таблица 7.2.).

В данном случае проводимые работы можно отнести к категории Ia – интенсивность энергозатрат до 120 ккал/ч (производимые сидя и сопровождающиеся незначительным физическим напряжением).

Таблица 7.2 – Оптимальные величины показателей микроклимата в рабочей зоне производственных помещений при работе в компьютерном помещении согласно СанПиН 2.2.4.548–96.

Период года	Параметр микроклимата	Величина
Холодный и переходный	Температура воздуха в помещении	22 – 24 °С
	Относительная влажность	40 – 60 %
	Скорость движения воздуха	до 0,1 м/с
Теплый	Температура воздуха в помещении	23 – 25°С
	Относительная влажность	40 – 60 %
	Скорость движения воздуха	0,1 – 0,2 м/с

При обеспечении оптимальных и допустимых показателей микроклимата в холодный период года следует применять средства защиты рабочего места от радиационного переохлаждения от стеклянных поверхностей оконных проемов, в теплый период – от попадания прямых солнечных лучей.

Для поддержания нормальных параметров микроклимата в рабочей зоне необходимо применять следующие основные мероприятия: защиту от источников теплового излучения, устройство систем вентиляции, кондиционирования воздуха и отопления [28].

Недостаточная освещенность рабочей зоны. Правильно спроектированное и рационально выполненное освещение производственных помещений оказывает положительное воздействие на работающих, способствует повышению эффективности и безопасности труда, снижает утомление и травматизм, сохраняет высокую работоспособность.

Оценка освещенности рабочей зоны необходима для обеспечения нормативных условий работы в помещениях и открытых площадках и проводится в соответствии с СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03 [29]. Естественное освещение обеспечивается через оконные проемы с коэффициентом естественного освещения КЕО не ниже 1,2% в зонах с устойчивым снежным покровом и не ниже 1,5% на остальной территории. Световой поток из оконного проема должен падать на рабочее место с левой стороны. Искусственное освещение в помещениях эксплуатации компьютеров должно осуществляться системой общего равномерного освещения. Освещенность на поверхности стола в зоне размещения документа должна быть 300-500 лк. Допускается установка светильников местного освещения для подсветки документов. Местное освещение не должно создавать бликов на поверхности экрана и увеличивать освещенность экрана более 300 лк. Прямую блескость от источников освещения следует ограничить. Яркость светящихся поверхностей (окна, светильники), находящихся в поле зрения, должна быть не более 200 кд/м². Для искусственного освещения помещений с персональными компьютерами следует применять светильники типа ЛПО36 с зеркализированными решетками, укомплектованные высокочастотными пускорегулирующими аппаратами. Допускается применять светильники прямого света, преимущественно отраженного света типа ЛПО13, ЛПО5, ЛСО4, ЛПО34, ЛПО31 с люминисцентными лампами типа ЛБ. Защитный угол светильников должен быть не менее 40 градусов. Светильники местного освещения должны иметь непросвечивающийся отражатель с защитным углом не менее 40 градусов.

Недостаточная освещенность влияет на функционирование зрительного аппарата, этот фактор определяет работоспособность, влияет на психику, частично определяет его эмоциональное состояние, может вызывать усталость

центральной нервной системы, которая возникает в результате усилий, прилагаемых для опознавания зрительных сигналов. Недостаточная освещенность может возникать при неправильном выборе осветительных приборов при искусственном освещении и при неправильном направлении света на рабочее место при естественном освещении.

Психофизиологические факторы. Негативное воздействие на человека компьютеров заключается в том, что к концу рабочего дня операторы ЭВМ ощущают головную боль, резь в глазах, тянущие боли в мышцах шеи, рук, спины, зуд кожи лица. Со временем это приводит к мигреням, частичной потере зрения, сколиозу, кожным воспалениям. Эти заболевания не только снижают трудоспособность, но и подрывают здоровье людей [30].

Чтобы избежать подобных негативных явлений, необходимо грамотно организовывать и оборудовать рабочие места с учетом требований СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 [31] (Рисунок 7.1.), а именно:

- рабочее место должно располагаться так, чтобы естественный свет падал сбоку, преимущественно слева;
- окна в помещениях с ВДТ и ПЭВМ должны быть оборудованы регулирующими устройствами (жалюзи, занавески, внешние козырьки и т.д.);
- расстояние между рабочими столами с видеомониторами должны быть не менее 2,0 м, а расстояние между боковыми поверхностями видеомониторов – не менее 1,2 м;
- монитор, клавиатура и корпус компьютера должны находиться прямо перед оператором; высота рабочего стола с клавиатурой должна составлять 680 – 800 мм над уровнем пола; а высота экрана (над полом) – 900–1280 см;
- монитор должен находиться от оператора на расстоянии 60 – 70 см

на 20 градусов ниже уровня глаз;

- пространство для ног должно быть: высотой не менее 600 мм, шириной не менее 500 мм, глубиной не менее 450 мм. Должна быть предусмотрена подставка для ног работающего шириной не менее 300 мм с регулировкой угла наклона. Ноги при этом должны быть согнуты под прямым углом.

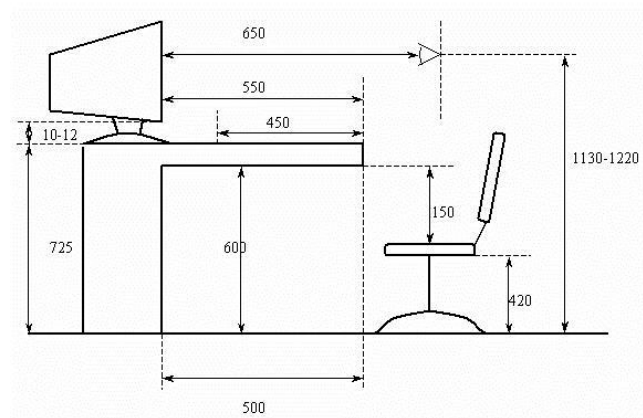


Рисунок 7.1 – Основные требования к рабочему месту [31]

Кроме того, необходимо учитывать, что в случаях, когда характер работы требует постоянного взаимодействия с ВДТ (набор текстов или ввод данных и т. п.) с напряжением внимания и сосредоточенности, при исключении возможности периодического переключения на другие виды трудовой деятельности, не связанные с ПЭВМ, рекомендуется организация перерывов на 10-15 мин через каждые 45-60 мин работы. Продолжительность непрерывной работы с ВДТ без регламентированного перерыва не должна превышать 1 ч. Ежедневная работа высокой интенсивности и с нервно-эмоциональным напряжением по 12 и более часов не допускается.

7.2 Анализ опасных производственных факторов

Электробезопасность. Разработка дипломной работы предусматривает

использование компьютерных технологий. Одним из опасных факторов при работе на ПЭВМ является электрический ток, который может протекать через тело человека в случае его прикосновения к открытым токоведущим частям или электрооборудованию и электропроводам с нарушенной изоляцией. Согласно Правилам эксплуатации электроустановок потребителей, рабочее помещение характеризуется помещением без повышенной опасности поражения людей электрическим током [32,33].

Безопасных значений напряжений не бывает. Поражение электрическим током может быть даже при напряжении 4 В. Наиболее часто подвержены электротравмам при напряжениях от 127 до 380 вольт (при этом частота равна 50 Гц). Причины этому является не только легкое расстройство, сердцебиение при частоте 50 Гц, но и повсеместное распространённость напряжения питания.

Безопасность при работе с электроустановками обеспечивается применением различных технических и организационных мер.

Известно, что поражение человека электрическим током возможно лишь при замыкании электрической цепи через тело человека, т.е. при прикосновении человека к сети не менее чем в двух точках.

В рамках обеспечения безопасности предусматривается:

- изоляция проводов и ее непрерывный контроль;
- предупредительная сигнализация и блокировки;
- использование знаков безопасности и предупреждающих плакатов;
- применение малых напряжений;
- защитное отключение.

Кроме того, для снижения величин возникающих зарядов статического электричества в компьютерном кабинете покрытие технических полов следует выполнить из однослойного поливинилхлоридного антистатического линолеума марки АСН. К общим мерам защиты от статического электричества в

компьютерном кабинете можно отнести общее и местное увлажнение воздуха.

Реализация данных мер обеспечивает безопасную работу в кабинете, оборудованном компьютерами

7.3 Охрана окружающей среды

В разделе приведена экологическая оценка воздействия на компоненты природной среды разработки нефтяного месторождения «С». Предусмотрены мероприятия, обеспечивающие охрану окружающей среды и недр от возможных негативных воздействий, связанных с разработкой месторождения (Таблица 7.3.).

Таблица 7.3 – Вредные воздействия на окружающую среду и природоохранные мероприятия разработке нефтяных и газовых месторождений.

Природные компоненты ОС	Вредные воздействия	Природоохранные мероприятия
Атмосферный воздух	Выбросы загрязняющих веществ (ЗВ) в атмосферу.	Герметизация технологического оборудования. Контроль соединений трубопроводов. Защита оборудования от коррозии. Утилизация попутного газа на собственные нужды промысла. Контроль выбросов ЗВ в соответствии с РД 52. 04. 186 – 89
Водные ресурсы	Загрязнение сточными водами и мусором (буровым раствором, нефтепродуктами, минеральными водами и рассолами и др.)	Концентрированное размещение скважин в кустах и линейных сооружений в коридорах коммуникаций. Восстановление обваловки на кустовых площадках. Отвод поверхностных дождевых, талых вод с территории технологических площадок. Складирование твердых отходов и вывоз на полигон для захоронения
	Загрязнения водоносного горизонта пресных вод	В качестве промывочной жидкости используется буровой раствор с применением глиняного порошка. Организуется зона санитарной охраны (ЗСО)
Земельные ресурсы, флора и	Разрушение и замена естественных почвенных	Рекультивация земельных участков в ходе проведения работ

фауна	горизонтов на минерализованные грунты при отсыпке площадок бурения скважин и насыпи автодорог минеральным грунтом.	
	Вырубка леса, повреждение растительного покрова, подтопление суходольных участков, аварийные разливы нефти.	Использовать древесину, вырубаемую на отводимой территории, для нужд строительства. Ликвидировать порубочные остатки. Применять устройство водопропускных труб. Соблюдать правила пожарной безопасности
	Отчуждение части территорий, на которой обитают популяции животных. Беспокойство животных.	Концентрация эксплуатационных скважин и вспомогательного оборудования на ограниченных площадях. Размещение химреагентов и сыпучих материалов в закрытой таре. Проведение планово-предупредительного ремонта эксплуатируемого оборудования

7.4 Защита в чрезвычайных ситуациях

Одним из наиболее вероятных и разрушительных видов ЧС, который может возникнуть на нефтяном месторождении являются пожары и взрывы, влекущие за собой травмы и гибель людей, а также значительный материальный ущерб.

Пожарная безопасность представляет собой единый комплекс организационных, технических, режимных и эксплуатационных мероприятий по предупреждению пожаров и взрывов[34].

Категории помещений по пожарной и взрывопожарной опасности определяются исходя из вида находящихся в помещениях горючих веществ и материалов, их количества и пожароопасных свойств, а также исходя из объемно-планировочных решений помещений и характеристик проводимых в них технологических процессов, Федеральный закон от 22.07.2008 N 123-ФЗ (ред. от 13.07.2015) "Технический регламент о требованиях пожарной безопасности" [35]. Категория объекта относится к повышенной

пожароопасности (А).

Пожарная безопасность объекта должна обеспечиваться следующими системами и мероприятиями:

предотвращение распространения пожара достигается мероприятиями, ограничивающими площадь, интенсивность и продолжительность горения. К ним относятся:

- конструктивные и объёмно-планировочные решения, препятствующие распространению опасных факторов пожара по помещению;
- ограничения пожарной опасности строительных материалов используемых в поверхностных слоях конструкции здания, в том числе кровель, отделок и облицовок фасадов, помещений и путей эвакуации;
- снижение технологической взрывопожарной и пожарной опасности помещений и зданий;
- сигнализация и оповещение о пожаре.
- план эвакуации людей при пожаре;
- установкой систем автоматической противопожарной сигнализации (датчики-сигнализаторы типа ДТП)

Помещение обязательно должно быть оснащено первичными средствами пожаротушения. Ручные огнетушители должны размещаться согласно требованиям ГОСТа 12.4.009-83[36].

7.5 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

При разработке данного раздела учитываются необходимые нормы и требования законов Российской Федерации при разработке нефтяных месторождений.

В целях обеспечения охраны недр при разработке нефтяных месторождений, создана правовая основа, представляющая собой систему нормативных правовых актов, главная цель которых - установление природоохранных, экологических требований и обеспечение охраны недр и рационального недропользования.

Разработка нефтяных месторождений, осуществляется хозяйствующими субъектами в соответствии с действующим законодательством о недрах на основе лицензий и согласно утвержденным техническим проектам. Основные требования по рациональному использованию и охране недр содержатся в разделе 3 Закона РФ.

Специальные требования установлены п. 2 ст. 46 Закона РФ при размещении, проектировании, строительстве, реконструкции, вводе в эксплуатацию и эксплуатации объектов нефтегазодобывающих производств, объектов переработки, транспортировки, хранения и реализации нефти, газа и продуктов их переработки должны предусматриваться эффективные меры по очистке и обезвреживанию отходов производства и сбора нефтяного (попутного) газа и минерализованной воды, рекультивации нарушенных и загрязненных земель, снижению негативного воздействия на окружающую среду, а также по возмещению вреда окружающей среде, причиненного в процессе строительства и эксплуатации указанных объектов. Строительство и эксплуатация объектов нефтегазодобывающих производств, объектов переработки, транспортировки, хранения и реализации нефти, газа и продуктов их переработки допускаются при наличии проектов восстановления загрязненных земель в зонах временного и (или) постоянного использования земель, положительного заключения государственной экспертизы проектной документации [37].

В соответствии с требованиями законодательства о недрах и

экологического законодательства при пользовании недрами обеспечиваются безопасность для жизни и здоровья населения, охраназданий и сооружений, атмосферного воздуха, земель, лесов, вод, животного мира и других объектов окружающей среды. При пользовании недрами осуществляется систематический контроль за состоянием окружающей среды и за выполнением природоохранных мероприятий. Порядок предупреждения и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов регламентируется постановлением [38,39].

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате работы была выполнена поставленная цель, а именно, оценен потенциал применения многозабойных скважин на месторождении XXX. Следующие задачи были проработаны и успешно завершены:

1. Проведен литературный обзор с целью более детальной проработки темы диссертации
2. Оценены технологические и геологические особенности месторождения на предмет возможного применения многозабойных скважин
3. Проведены аналитические и численные вычисления для оценки продуктивности многозабойных скважин
4. Рассчитана эффективность разработки различных вариантов, была произведена оценка рисков

По совокупности технико-экономических показателей было оценено, что многозабойные скважины способны обеспечить большую накопленную добычу и лучшую экономическую эффективность, чем текущий сценарий разработки карбонатного пласта. Анализ рисков подтвердил результаты, полученные с численных экспериментов и экономического анализа. Кроме того, было оптимизирован вариант разработки многозабойными скважинами путем численных экспериментов. Выбранный вариант рекомендован к применению.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Калинин, А.Г. Профили направленных скважин и компоновки низа бурильных колонн / А.Г. Калинин, Б.А. Никитин, К.М. Солодкий, А.С. Повалихин. – М.: Недра. 1995. – 226 с.
2. Bigno, Y.; Al-Bahry, A.; Melanson, D.D.; Al-Hasani, S.; Senger, J.Ch.; Henning, R., Mon Jan 01 00:00:00 GMT 2001, Multilateral Waterflood Development of a Low-Permeability Carbonate Reservoir, 10.2118/71609-MS, Society of Petroleum Engineers, SPE-71609-MS, SPE
3. Economides, M.J., Brand, C.W. and Frick, T.P.: “Well Configuration in Anisotropic Reservoir”, SPE 26348, 1993.
4. Методические рекомендации по оценке эффективности и инвестиционных проектов. М.: Экономика, 2000 г. – 56 с.
5. Временные методические рекомендации по подготовке технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья. – М.: Министерство природных ресурсов Российской Федерации, 2016 г. – 125 с.
6. Приказ Федеральной антимонопольной службы от 13.09.2016 г. №1289/16 «О внесении изменений в приказ ФАС России от 22.10.2015 №991/15 «Об установленных тарифов на услуги ОАО «АК «Транснефть» по транспортировке нефти по системе магистральных трубопроводов». – 168 с.
7. Федеральный закон от 22 июня 2008 г. №158-ФЗ «О внесении изменений в главы 21,23,24,25 и 26 части второй Налогового кодекса Российской Федерации и некоторые другие акты законодательства Российской Федерации о налогах и сборах». – 32 с.
8. Регламент составления проектов и технологических схем разработки нефтяных и газонефтяных месторождений. РД 153-39-007-96 / Миннефтепром. – М., 1996. – 105 с.

9. Налоговый кодекс Российской Федерации, часть первая от 31.07.1998 №146-ФЗ, часть вторая от 05.08.2000 №117-ФЗ // СПС «Гарант».
10. Чайковская, Л.А. Налоги и налогообложение (схемы и примеры): Учебное пособие / Л.А. Чайковская. – М.: Экономика, 2012. – 301 с.
11. ГОСТ Р ИСО 26000-2012. Руководство по социальной ответственности. – М: Стандартинформ, 2014. – 23 с. ГОСТ 12.0.003–74.ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
12. ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов.
13. СанПиН 2.2.4.548-96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений
14. Экология: учебник / В. И. Коробкин, Л. В. Передельский. – 19-е изд., доп. и перераб. – Ростов-на-Дону: Феникс, 2014. – 603 с.
15. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03. Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещенному освещению жилых и общественных зданий. – М.: Госкомсанэпиднадзор, 2003.
16. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей и правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей. - М.: Атомиздат, 1971.
17. СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 Санитарно-эпидемиологические правила и нормативы «Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы». – М.: Госкомсанэпиднадзор, 2003.
18. Постановления Главного государственного санитарного врача Российской Федерации от 03.06.2003 № 118 «О введении в действие санитарно-эпидемиологических правил и нормативов СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03».

19. Правила устройства электроустановок. 7-е изд., разд. 1, 6, 7. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2009.
20. РД 52.04.186-89 «Руководство по контролю загрязнения атмосферы».
21. Федеральный закон от 22.07.2008 N 123-ФЗ (ред. от 13.07.2015) "Технический регламент о требованиях пожарной безопасности".
22. ГОСТ 12.4.009-83. Пожарная техника для защиты объектов.
23. Закон РФ от 21.02.1992 N 7-ФЗ (ред. от 29.12.2015) «Об охране окружающей среды».
24. Постановление Правительства РФ от 21 августа 2000 г. N 613 "О неотложных мерах по предупреждению и ликвидации аварийных разливов нефти и нефтепродуктов" // Собрание законодательства Российской Федерации. 2000. N 3.
25. Экология: учебник / В. И. Коробкин, Л. В. Передельский. – 19-е изд., доп. и перераб. – Ростов-на-Дону: Феникс, 2014. – 603 с.
26. ГОСТ 12.1.005-88 Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
27. ГОСТ 12.1.019 -79 (с изм. №1) ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.

ПРИЛОЖЕНИЯ

Приложение А
(обязательное)

POTENTIAL APPLICATION OF MULTI-BRANCH WELLS IN LOW-PERMEABILITY CARBONATE FORMATION OF EASTERN SIBERIA

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ61	Васильев А.С.		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Белозеров В.Б.	д.г.-м.н.		

Консультант-лингвист

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Максютин К.Ю.	к.п.н.		

1 NUMERICAL SIMULATION STUDIES

1.1 Methodology

At the stage of analytical calculation it was observed that generally multi-branch wells can provide greater performance than horizontal wells. Additionally, it was decided to use numerical simulation modelling to compare multi-branch well with current development strategy.

Moreover, Field A is characterized by complex oil in place structure, which is located in oil rims with overlying gas cap and underlying water. The development of such zones is complicated by early gas and water break through. In such circumstances it is important to optimize such well development parameters as:

1. Optimal well configuration
2. The position of horizontal borehole relative to OWC and GOC
3. The total length of horizontal borehole
4. The drawdown and flow rate

The principal diagram of oil rim development optimization is presented at Figure 1.

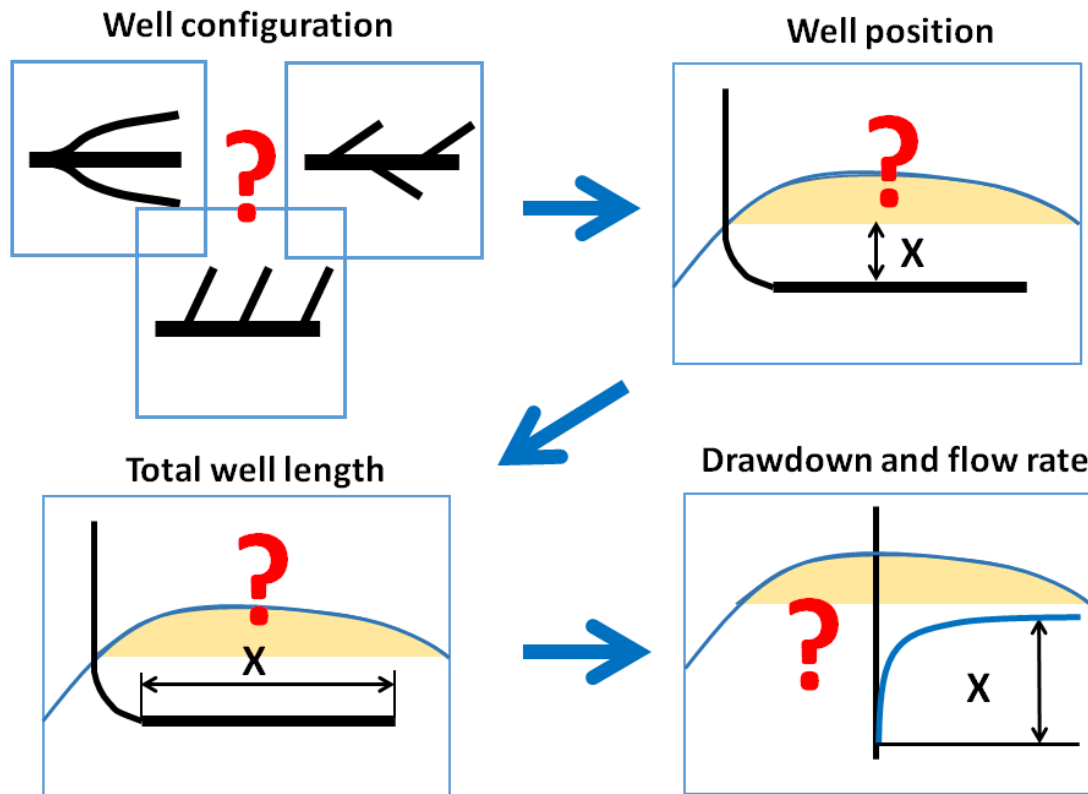


Figure 1 – The principal diagram of oil rim development optimization

The development parameters described above can be optimized and compared for different options using dynamic model. Therefore, the numerical simulation modelling was chosen as the tool for development optimization process. All simulations studies were performed using the sector of Field A dynamic model which has approximately average field parameters and thus it seems to be representative. There are 5 wells (4 producers and 1 injector) within the boundaries of the sector model (Figure 2).

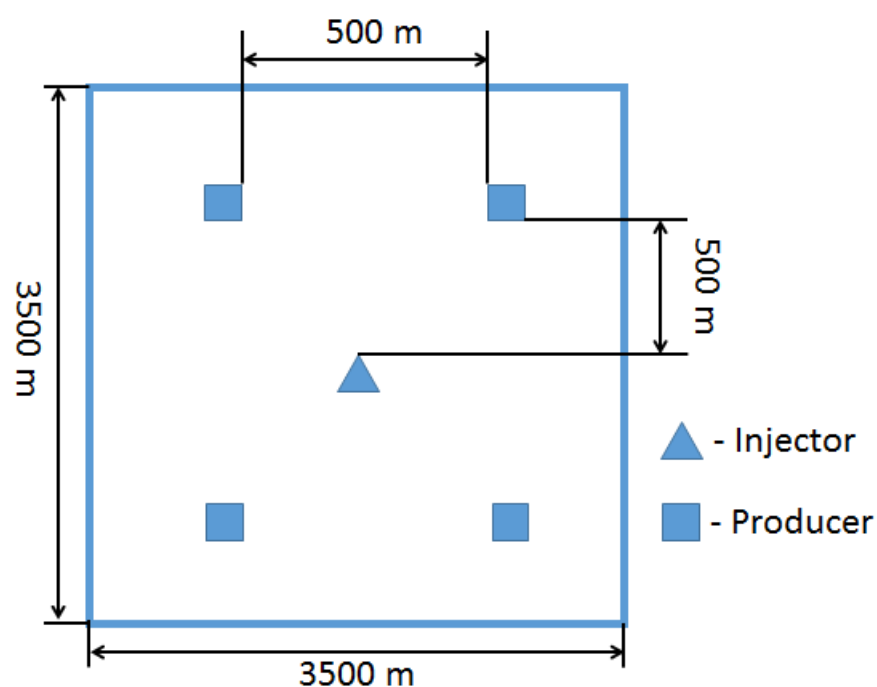


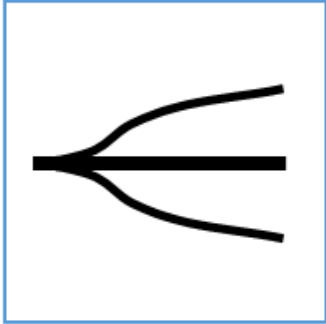
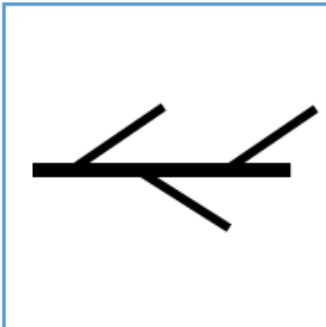
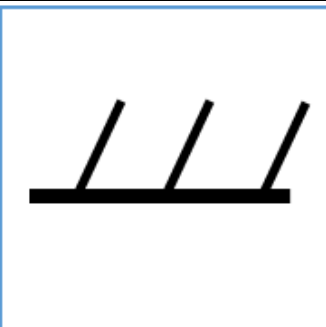
Figure 2 – The sector of Filed A dynamic model

The period of simulation is 10 years. The economic efficiency calculation of all options was performed using current economic model. Since the Filed A reserves is classified as hard-to-recover, mineral extraction tax allowance was received and taken into account in economic model. Capital expenditures include well drilling and construction. Infrastructure construction was not taken into account. Average well depth was determined as 1200 m up to the formation entry point.

1.1.2. Optimal well configuration

First of all, the experience of multi-branch well application in similar fields was investigated (these fields are described in Literature Review). It was decided to use multi-branch well configuration which showed good performance in such fields. The list of multi-branch well configurations is presented in Table 1.

Table 1 – Multi-branch well configurations

Multi-branch well configuration	The schematic geometry	The field where such configuration was used.
Forked well		Saih Rawl Field
Fishbone well		Saih Rawl Field
Stacked tri-lateral well		Bavlinskoe Field

Then simulation study for presented multi-branch well configurations was performed in order to find out the optimal option. The comparison was conducted using total oil production.

1.1.3 The position of horizontal borehole relative to OWC and GOC

After the optimal multi-branch well configuration was determined, the problem of early gas break through was detected. Because of break through there is significant decrease in oil effective permeability because of great gas mobility. It leads to early decrease in flow rates and, as result, significant decrease in total production and

economic parameters. Horizontal section position variation can help to delay gas break through.

1.1.4. The total length of horizontal borehole

The total length of multi-branch well has significant influence on total oil production and NPV. Generally, increase in total length will definitely lead to increased flow rates. However, there is nonlinear increase in well cost as total horizontal section length becoming larger. Because of it, at some point the following increase in length will insignificantly increase development efficiency while there will be great increase in cost and technological risks. Total length simulation studies were performed without changes in well numbers and well density.

1.1.5. The optimal drawdown and flow rate

One more factor which has significant influence on well performance is drawdown. The more drawdown the greater potential flow rate which can be reached. However, low drawdown can decrease gas or water break through time considerably. In such circumstances, the optimal drawdown should be investigated.

1.2. Results and discussion

As it was mentioned, the current development strategy regarding A Formation is staggered line drive patterns with 1000 m horizontal wells. The distance between lines and the distance between wells in line is 500 m. The defined multi-branch configurations will be compared with this base case and with each other.

1.2.1. Optimal well configuration

The first step was the comparisons of the current development strategy (horizontal wells) with multi-branch well configurations. For this purpose the sector

model of Field A was used and various well configurations (Table 1) were simulated with all other conditions being equal (drawdown = 30 atm; total horizontal section length = 2000 m; the distance from the GOC = 7 m). As it was concluded in analytical calculation section, the optimal number of branches is three; therefore this number was used in multi-branch configurations simulation. The distance between wells and lines also was kept constant. The obtained results shows significant increase in total oil production with multi-branch wells configurations (Figure). It may be easily explained by the fact that reservoir exposure is increased using multi-branch wells. There is insignificant difference in total oil production for various multi-branch configurations; however, “forked” well shows the best result. It can be explained by the fact that there is less interference influence for “fork” geometry because branches are more separated from each other. Even though there is increased capital expenditure for multi-branch wells, increased flow rate at early period and increased total production provide improved economic parameters (Figure 2). Forked well and fishbone well show the similar performance, but fishbone well economical parameters are worse because of an additional junction. Consequently, according to oil total production and NPV, the forked multi-branch well configuration was chosen.

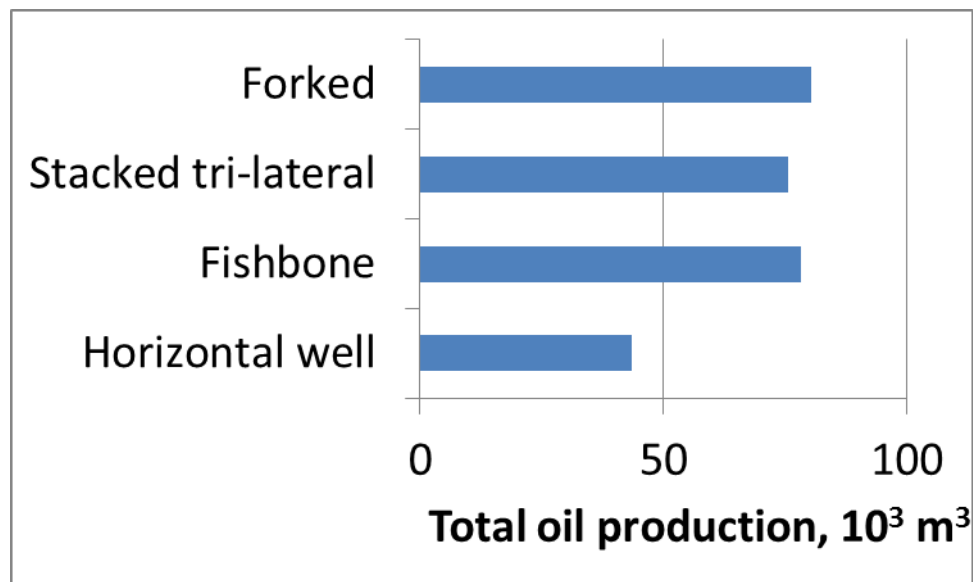


Figure 3 – Total oil production for various well configurations

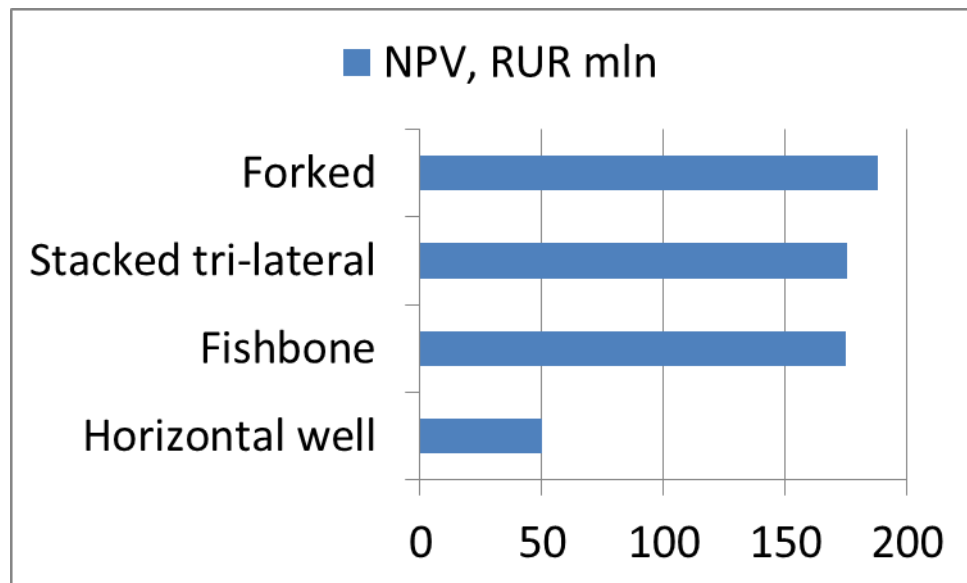


Figure 4 – NPV for various well configurations

1.2.2. The position of horizontal borehole relative to OWC and GOC

Since there is low net pay thickness (less than 10m) and the presence of gas cap, the position of horizontal section relative to OWC and, particularly, GOC is extremely important. To optimize this position, simulation studies were performed. Forked multi-branch well configuration selected in previous subparagraph was used and the distance relative to GOC was varied. According to results, it can be easily observed that horizontal section position has significant influence on gas break through time (Figure 5). Moreover, it was investigated that shale layers within Formation A has significant influence on gas break through time. However, lateral continuity of these shale layers is poor and, totally, uncertain.

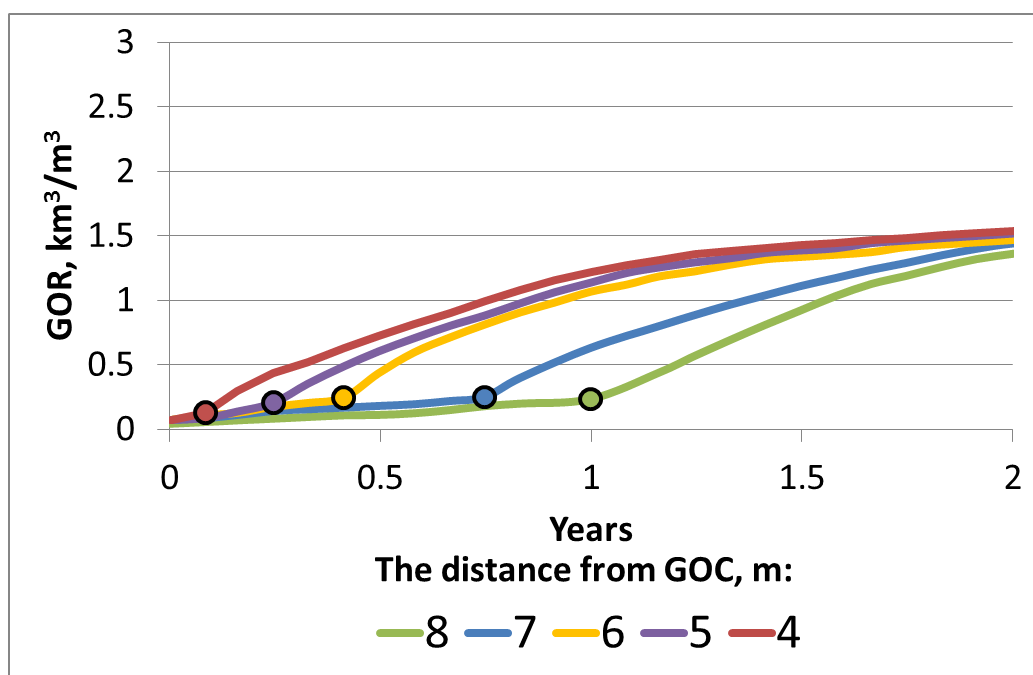


Figure 5 – Gas break through time analysis

Additionally, the influence of the position of borehole on total oil production was evaluated (Figure 6). It can be observed that early gas break through leads to considerable decrease in total oil production. Moreover, too great distance from GOC leads to decrease in total oil production because of proximity of OWC (less than 2 m). At such small distance water break through influences total production greatly.

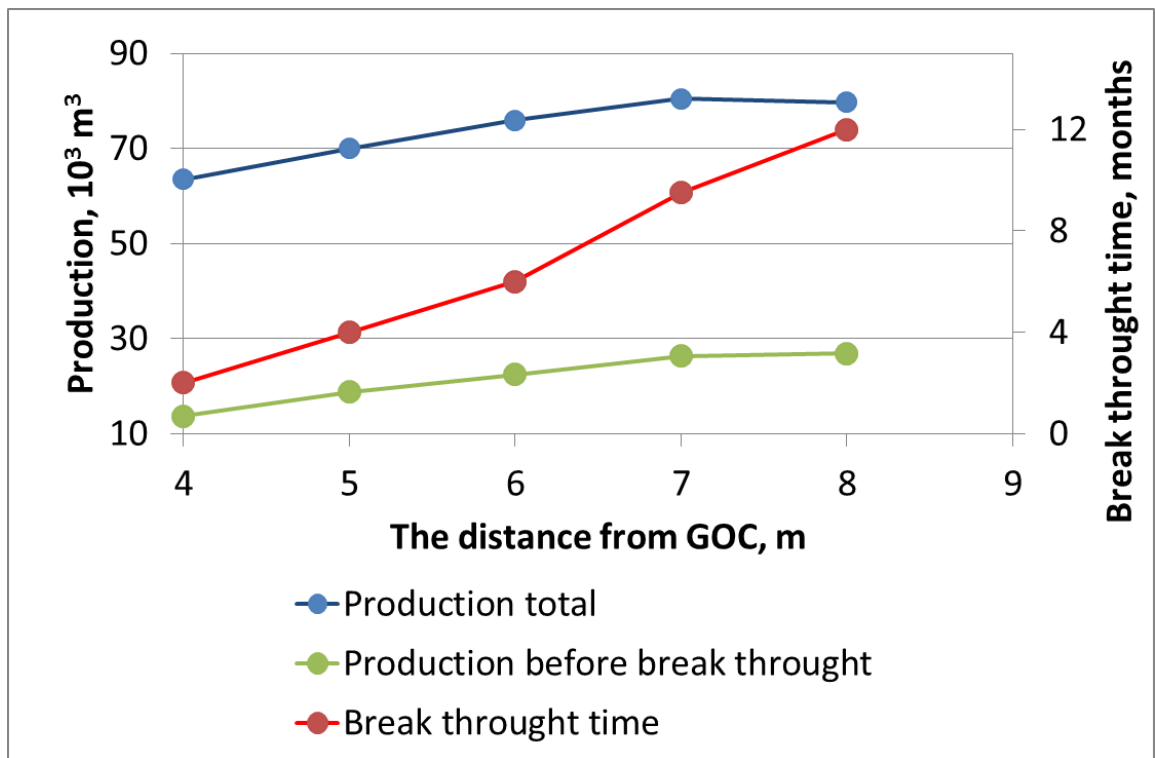


Figure 6 – Well position relative to GOC analysis

Consequently, the optimal distance of horizontal borehole relative to GOC is 7 m because of maximum total oil production and optimal gas break through time.

1.2.3. The total length of horizontal borehole

The total horizontal section length is the subject of optimization as well. On the one hand it can help to improve reservoir exposure; on the other hand there is nonlinear increase in cost. Using the previously chosen options (forked well geometry and 7 m from GOC) the total horizontal section length was varied (Figure 7).

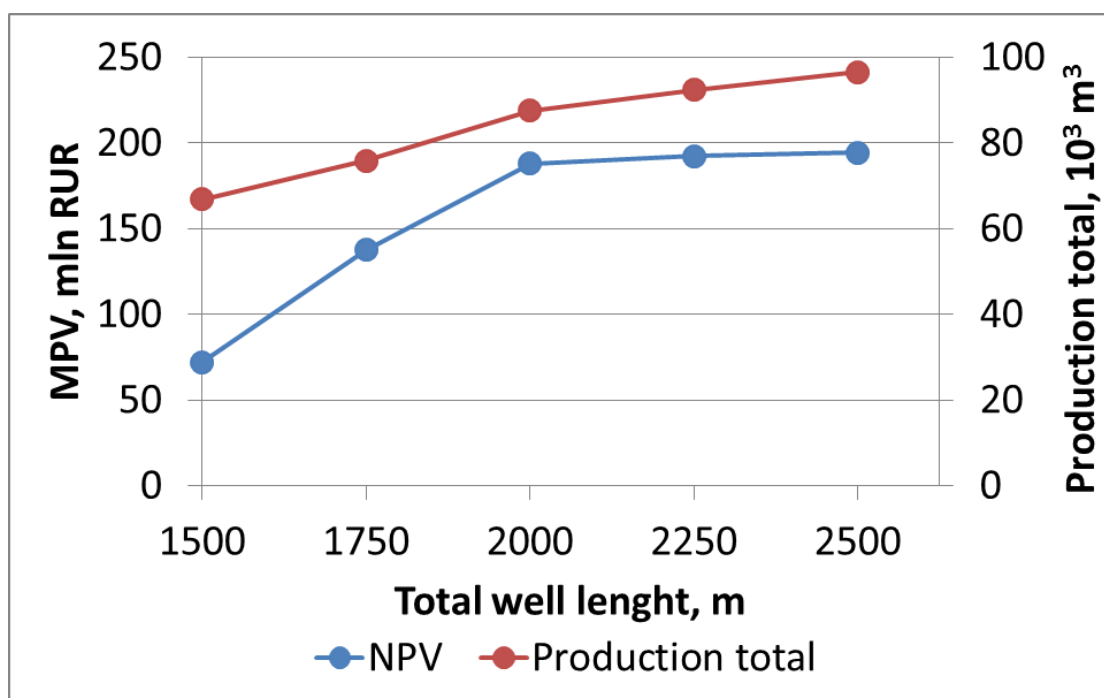


Figure 7 – Total horizontal section length analysis

It can be observed that increase in total length leads to increase in total oil production. However, starting from 2000 m there is insignificant increase in NPV. It is connected with the fact that non-linear cost increase is accepted (Table 2).

Table 2 – Results of total horizontal section length analysis

The total length	1500	1750	2000	2250	2500
Total oil production, 10 ³ m ³	66.8	75.8	87.6	92.4	96.5
Cost increase, u.f.	1	1.1	1.25	1.45	1.7
NPV, RUR mln	72.1	137.6	188.0	192.2	194.4

Therefore, following increase in total length improves negligibly development efficiency while there is significant increase in technological risks and costs. Consequently, the optimal total horizontal section length was defined as 2000 m.

1.2.4. The optimal drawdown and flow rate

The influence of drawdown on gas break through time and, as result, economic efficiency was investigated as well. The objective was to determine the optimal drawdown to achieve improved economic parameters. Using the previously chosen options (forked well geometry, 7 m from GOC and 2000 m total length) drawdown was changed (Figure 8 and Figure 9).

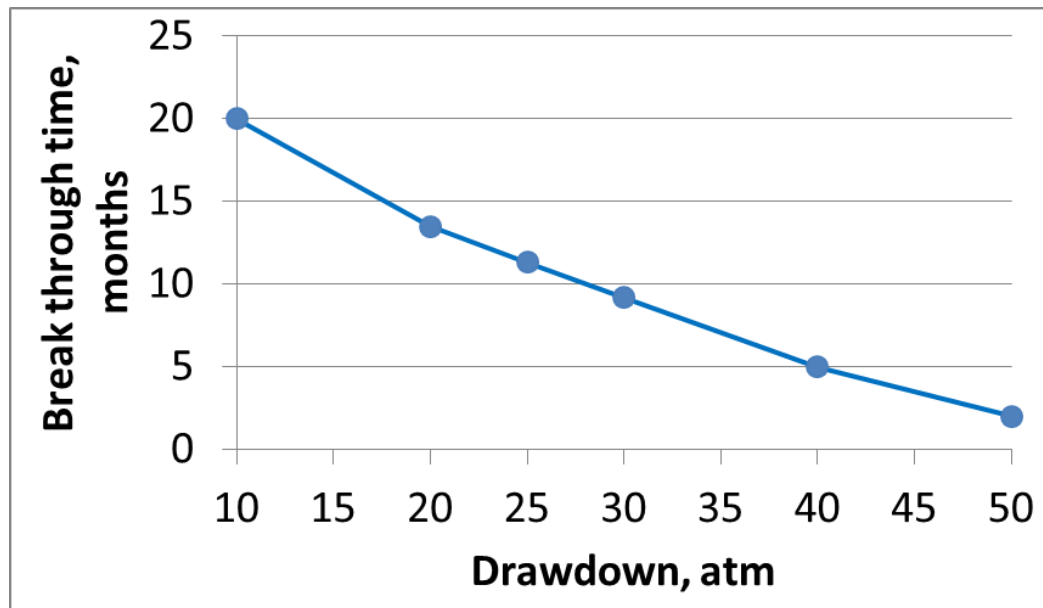


Figure 8 – Gas break through time vs. drawdown

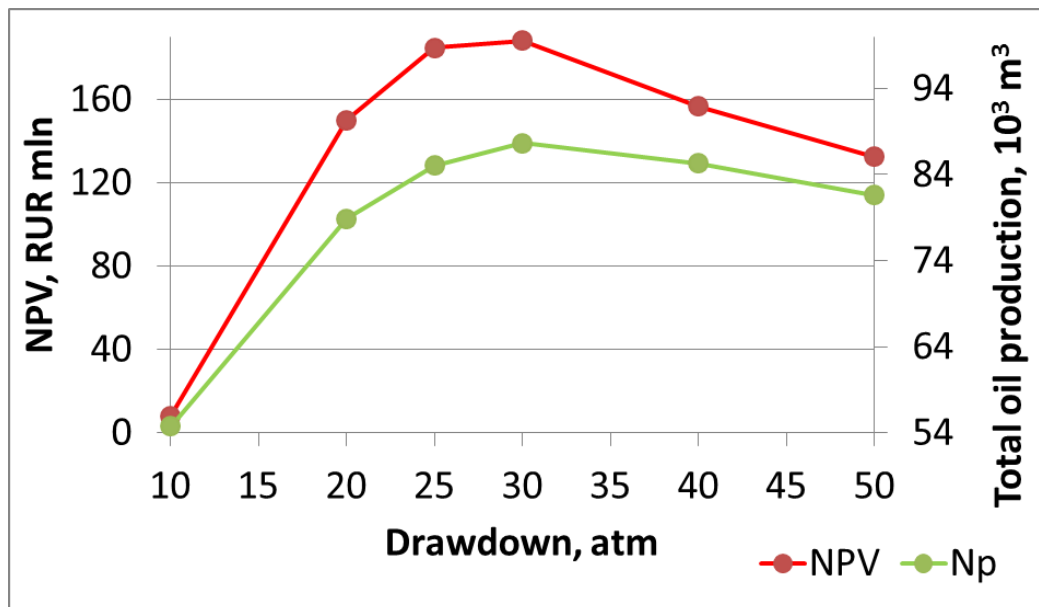


Figure 9 – NPV and total oil production vs. drawdown

According to results it can be observed that high drawdown lead to fast gas break through. It is easily explained by that the fact that increased drawdown leads to increased difference between pressure around well and pressure gradient generated by density contrast. In turn, it leads to less gas break through time. At Figure it may be seen, that at drawdown more than 30 atm, there is no increase in total production. It happens because early gas break through leads to early decrease in oil flow rates and even greater drawdown cannot compensate it. Moreover at such high depression water appears in wells early and its percentage is higher. It leads to additional decrease in oil effective permeability.

As result, the optimum drawdown is 30 atm since the highest NPV and total oil production are provided.

Analyzing the oil rate changes over time, it was found out that gas break through lead to increased decline rate (Figure 13).

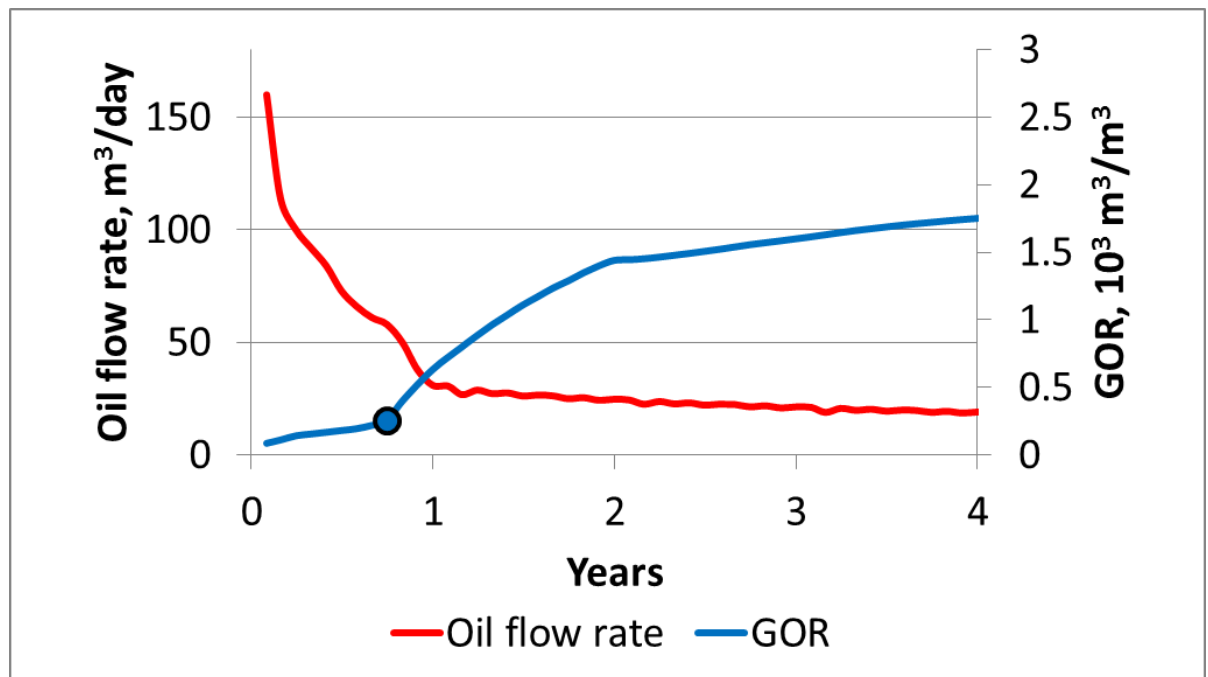


Figure 10 – Oil flow rate and GOR profile

It was suggested that limited flow rate at early period probably can increase gas break through time and thereby improve total production and economic parameters. Therefore, it was decided to perform simulation studies to evaluate possible improvement from limited flow rates. NPV for each case is calculated and compared with base case (forked well geometry, 7 m from GOC, 2000 m total length, 30 atm drawdown without flow rate limitation in early period). The results are presented at Figure. Three flow rate limitations (15, 20 and 25 m³/day per well) and three periods (3, 6 and 12 months) was investigated.

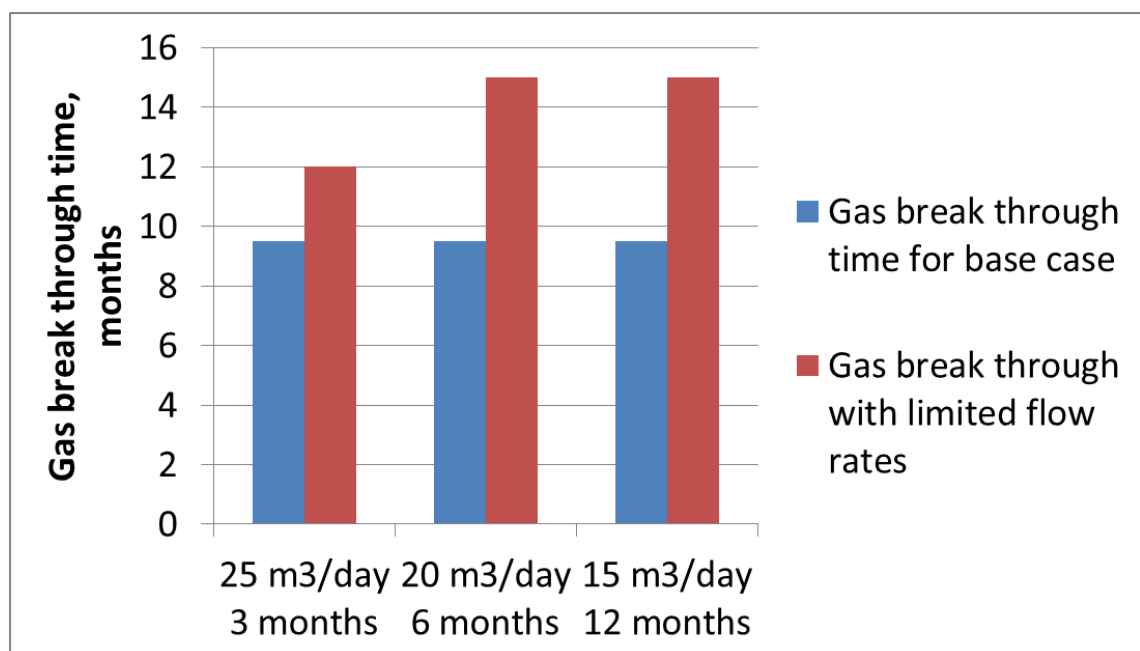


Figure 11 – Gas break through time for base case and cases with flow rate limitations

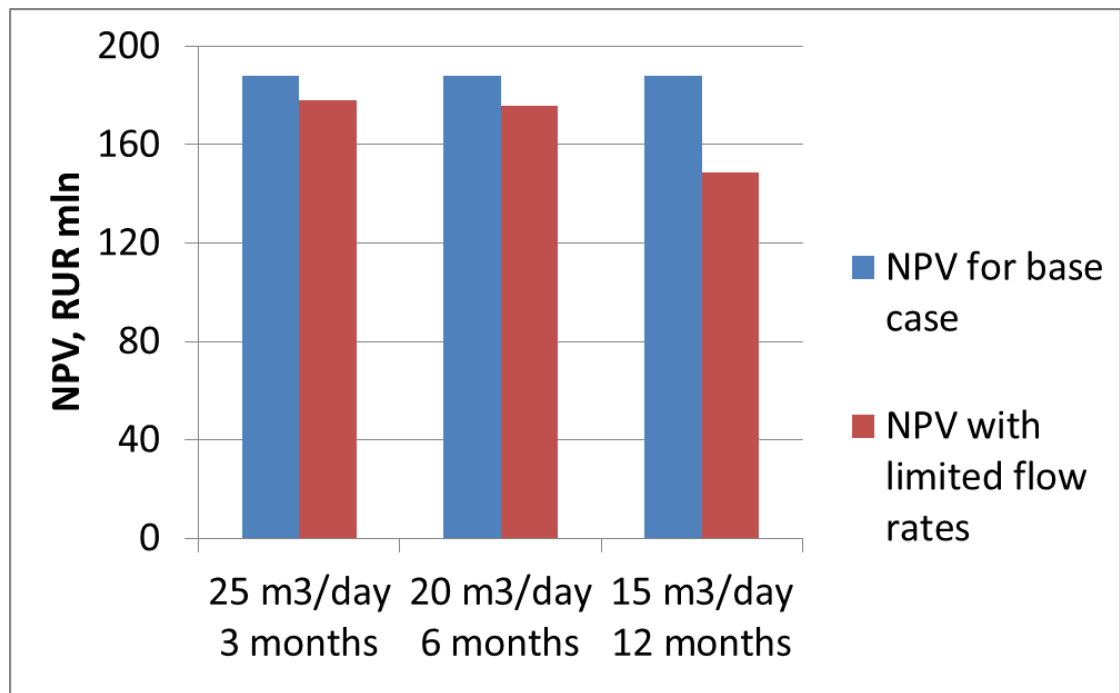


Figure 12 – NPV for base case and cases with flow rate limitations

It can be observed that there is positive effect from limited flow rate at early period since gas break through time increases (Figure 12). However, in none of cases there is increase in final NPV (Figure 13). It can be explained by the fact that flow rate limitation at early period lead to significant NPV decrease and even greater gas break through time cannot compensate it.

Consequently it was decided to produce fluid without any limitations in flow rates.

As result of numerical simulation, the following conclusions can be drawn (Figure 13):

1. Forked well. This configurations shows the best results because of minimized interference influence and decreased risks (less number of junctions)
2. 7 m distance from GOC. Such distance provide optimal gas break through time. Moreover, at such distance water break through does not cause significant decrease in flow rate.

3. 2000 m total length of horizontal section. Following increase in total length does not bring significant increase in development efficiency while technological risks are higher.

4. 30 atm drawdown. This drawdown shows the best results because of the optimal gas break through time and the highest total production and NPV. No oil flow rate limitation is recommended since it leads to decrease in economic parameter. However, flow rate limitations can be connected with a capacity of refining system. This problem should be investigated during full-scale economic analyses.

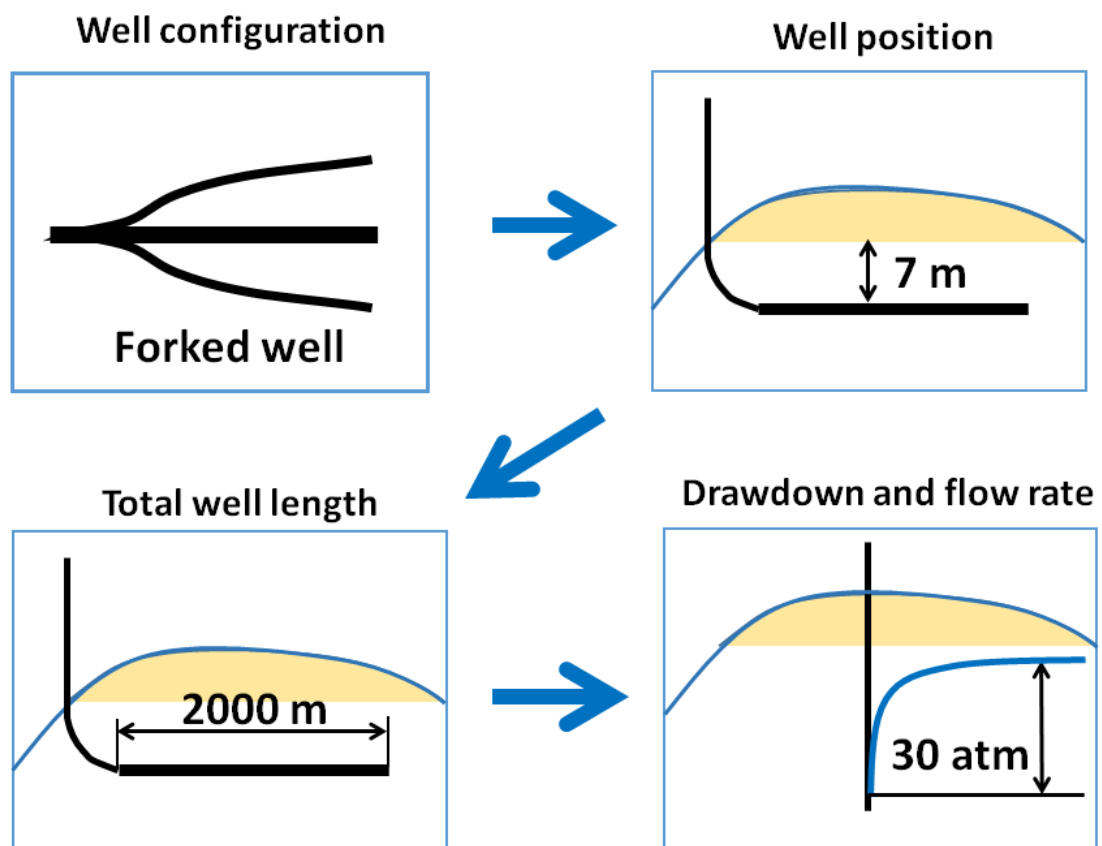


Figure 13 – Results of numerical simulation study

Приложение Б

Таблица Б.1. – Статистические показатели характеристик неоднородности ботубинского горизонта по ГИС

Залежь	Коэффициент песчанистости, доли ед.			Коэффициент расчлененности, доли ед.		
	Среднее значение	Интервал изменения	Коэф. вариации	Среднее значение	Интервал изменения	Коэф. вариации
Ботубинский горизонт						
Залежь 1	0,86	0,55-1,0	0,15	2,7	1-13	0,60
Залежь 2	0,85	0,61-1,0	0,10	2,9	1-11	0,53
Залежь 3	0,98	0,88-1,0	0,02	1,6	1-3	0,39
Залежь 4	0,91	0,23-1,0	0,13	1,8	1-13	0,56
Залежь 5	0,61	0,35-0,86	0,16	2,6	1-12	0,42
Осинский горизонт						
Залежь 1	0,37	0,07-0,63	0,5	8,4	2-14	0,2
Залежь 2	0,31	0,07-0,62	0,3	7,16	1-15	0,2
Залежь 3	0,37	0,18-0,58	0,4	7,2	3-13	0,2
Залежь 4	0,26	0,01-0,55	0,6	5,9	0-14	0,2
Залежь 5	0,31	0,09-0,57	0,6	7,9	2-14	0,3

Таблица Б.2. – Характеристика толщин ботубинского и осинского горизонтов по залежам Центрального тектонического блока по скважинам

Толщина	Наименование	Пласт Вt	Пласт О-I+О-II
1	2	3	4
Залежь 1			
Общая	Среднее значение, м	27,9	27,9
	Коэффициент вариации, д. ед.	0,09	0,09
	Интервал изменения, м	20,6-35,0	20,6-35,0
Эффективная	Среднее значение, м	24,2	24,2

	Коэффициент вариации, д.ед.	0,17	0,17
	Интервал изменения, м	13,1-31,4	13,1-31,4
Нефтенасыщенная	Среднее значение, м	12,7	12,7
	Коэффициент вариации, д. ед.	0,22	0,22
	Интервал изменения, м	0,3-18,6	0,3-18,6
Газонасыщенная	Среднее значение, м	12,7	12,7
	Коэффициент вариации, д. ед.	0,40	0,4
	Интервал изменения, м	0,1-22,6	0,1-22,6
Водонасыщенная	Среднее значение, м	14,5	14,5
	Коэффициент вариации, д. ед.	0,39	0,39
	Интервал изменения, м	0,2-24,9	0,2-34,9

1	2	3	4
Залежь 2			
Общая	Среднее значение, м	21,7	21,7
	Коэффициент вариации, д. ед.	0,14	0,14
	Интервал изменения, м	14.2-30.1	14,2-30,1
Эффективная	Среднее значение, м	17,0	17,0
	Коэффициент вариации, д. ед.	0,18	0,18
	Интервал изменения, м	11.4-30.2	11,4-30,2
Нефтенасыщенная	Среднее значение, м	8,7	8,7
	Коэффициент вариации, д. ед.	0,32	0,32
	Интервал изменения, м	0.1-14.4	0,1-14,4
Газонасыщенная	Среднее значение, м	10,5	10,5
	Коэффициент вариации, д. ед.	0,37	0,37
	Интервал изменения, м	0.1-19.0	0,1-19,0
Водонасыщенная	Среднее значение, м	13,9	13,9
	Коэффициент вариации, д. ед.	0,38	0,38
	Интервал изменения, м	0,5-24,1	0,5-24,1
Залежь 3			
Общая	Среднее значение, м	22,0	22,0
	Коэффициент вариации, д. ед.	0,12	0,12
	Интервал изменения, м	15,7-27,4	15,7-27,4
Эффективная	Среднее значение, м	20,8	20,8
	Коэффициент вариации, д. ед.	0,16	0,16
	Интервал изменения, м	13,4-27,3	13,4-27,3
Нефтенасыщенная	Среднее значение, м	-	-
	Коэффициент вариации, д. ед.	-	-
	Интервал изменения, м	-	-
Газонасыщенная	Среднее значение, м	20,8	20,8
	Коэффициент вариации, д. ед.	0,15	0,15
	Интервал изменения, м	13.1-25.6	13,1-25,6
Водонасыщенная	Среднее значение, м	2,3	2,3
	Коэффициент вариации, д. ед.	0,43	0,43
	Интервал изменения, м	0.2-5.0	0,2-5,0

Залежь 4			
Общая	Среднее значение, м	14,8	14,8
	Коэффициент вариации, д. ед.	0,35	0,35
	Интервал изменения, м	2,9-28,2	2,9-28,2
Эффективная	Среднее значение, м	13,7	13,7
	Коэффициент вариации, д. ед.	0,39	0,39
	Интервал изменения, м	1,1-25,5	1,1-25,5
Нефтенасыщенная	Среднее значение, м	-	-
	Коэффициент вариации, д. ед.	-	-
	Интервал изменения, м	-	-
Газонасыщенная	Среднее значение, м	13,1	13,1
	Коэффициент вариации, д. ед.	0,34	0,34
	Интервал изменения, м	0,1-21,8	0,1-21,8
Водонасыщенная	Среднее значение, м	7,1	7,1
	Коэффициент вариации, д. ед.	0,55	0,55
	Интервал изменения, м	0,1-17,3	0,1-17,3

1	2	3	4
Залежь 5			
Общая	Среднее значение, м	23,1	23,1
	Коэффициент вариации, д. ед.	0,10	0,1
	Интервал изменения, м	15,5-30,5	15,5-30,5
Эффективная	Среднее значение, м	15,1	15,1
	Коэффициент вариации, д. ед.	0,17	0,17
	Интервал изменения, м	8,3-20,9	8,3-20,9
Нефтенасыщенная	Среднее значение, м	7,8	7,8
	Коэффициент вариации, д. ед.	0,33	0,33
	Интервал изменения, м	0,1-13,3	0,1-13,3
Газонасыщенная	Среднее значение, м	6,5	6,5
	Коэффициент вариации, д. ед.	0,42	0,42
	Интервал изменения, м	0,1-12,7	0,1-12,7
Водонасыщенная	Среднее значение, м	20,7	20,7
	Коэффициент вариации, д. ед.	0,19	0,19
	Интервал изменения, м	5,9-27,2	5,9-27,2